



LES UTILITÉS

VAPEUR

**MANUEL DE FORMATION
COURS EXP-PR-UT050
Révision 0.1**

LES UTILITÉS

VAPEUR

SOMMAIRE

1. OBJECTIFS	5
2. GENERALITES.....	6
2.1. DEFINITION	6
2.2. HISTORIQUE DES CHAUDIERES	7
2.3. CLASSIFICATION DES GENERATEURS DE VAPEUR.....	11
2.4. EXEMPLES D'UTILISATION DE LA VAPEUR	12
2.5. PRINCIPES DE LA TRANSMISSION DE CHALEUR	14
2.6. VALEURS CARACTERISTIQUES DES GENERATEURS DE VAPEUR	16
2.6.1. Valeurs de construction	16
2.6.2. Valeurs de fonctionnement.....	16
3. GENERATEURS A VAPORISATION INSTANTANEE	18
3.1. PRINCIPE DE FONCTIONNEMENT.....	18
3.2. APPLICATIONS	18
4. LES GENERATEURS DE VAPEUR A TUBES DE FUMEES	20
4.1. FONCTIONNEMENT	20
4.2. CONSTITUANTS	21
4.3. CONFIGURATION DES CHAUDIERES A TUBES DE FUMEES	23
4.4. COMPARAISON DES GENERATEURS DE FUMEES	24
5. LES CHAUDIERES A TUBES D'EAU.....	25
5.1. PRINCIPE GENERAL	25
5.2. LES CONSTITUANTS.....	26
5.3. ELEMENTS DE CONSTRUCTION	29
5.3.1. Ballon supérieur	31
5.3.2. Casings	33
5.3.3. Panneaux-membrane	34
5.3.4. Sole réfractaire	34
5.3.5. Foyer ou Chambre de combustion	34
5.3.6. Ballon inférieur	36
6. LES EQUIPEMENTS DES CHAUDIERES A TUBES D'EAU	37
6.1. ECONOMISEUR ET RECHAUFFEUR D'AIR	37
6.2. SURCHAUFFEURS ET DESURCHAUFFEURS.....	38
6.2.1. Principe de la surchauffe	38
6.2.2. Reglage de la temperature de surchauffe	40
6.3. CHAUDIERE A TUBES D'EAU ET SES EQUIPEMENTS	41
6.3.1. Les systemes de combustion	42
6.3.1.1. Distribution de l'air.....	42
6.3.1.2. Bruleurs a gaz	46
6.3.1.3. Bruleurs a fioul	54
6.3.1.4. Bruleurs multicomcombustible gaz/fioul.....	61
7. CONTROLE ET SECURITE DES CHAUDIERES A TUBES D'EAU.....	62
7.1. REGULATION ET SECURITE DE NIVEAU	62

7.2. REGULATION DE PRESSION/DEBIT VAPEUR	64
7.2.1. Amelioration de la regulation de charge	64
7.2.1.1. Compensation des variations du debit vapeur	64
7.2.1.2. Compensation des variations du debit combustible	65
7.2.1.3. Compensation des variations de debit comburant	66
7.3. REGULATION DE L'EXCES D'AIR	67
7.4. REGULATION DE LA TEMPERATURE DE SURCHAUFFE	68
7.5. EXEMPLES CONCRETS DES REGULATIONS DE CHAUDIERES A TUBES D'EAU	70
8. REGLEMENTATION, EXPLOITATION ET MAINTENANCE	73
8.1. REGLEMENTATION	73
8.2. CONSTITUANTS DES CIRCUITS VAPEUR	74
9. ACCIDENTS ET AVARIES (CAUSES ET EFFETS)	77
9.1. PRINCIPAUX INCIDENTS DE MARCHE ET MOYENS PREVENTIFS	77
9.1.1. Manque d'eau	78
9.1.2. Exces de pression	79
9.1.3. Entartrage cote eau	80
9.1.4. Allure de chauffe excessive	81
9.1.5. Explosion cote feu	81
9.1.6. Corrosions internes	81
9.1.7. Corrosion cote feu	82
9.1.8. Defauts de construction	82
10. TESTS DE SECURITE	83
10.1. SECURITE DE NIVEAU TRES BAS CHAUDIERE	83
10.2. SECURITE D'EXCES DE PRESSION VAPEUR	83
10.3. SECURITE DE PRESSION AIR COMBURANT	84
10.4. SECURITE DE NIVEAU TRES HAUT CHAUDIERE	84
10.5. SECURITE DE NIVEAU TRES BAS BACHE ALIMENTAIRE	84
10.6. AUTRES CONTROLES	84
11. TRAITEMENT DE L'EAU	86
11.1. RAPPEL DE CHIMIE ELEMENTAIRE	86
11.2. COMPOSITION DE L'EAU	92
11.3. TERMINOLOGIE ET UNITES UTILISEES	94
11.4. PHENOMENES D'ENTARTRAGE, CORROSION ET PRIMAGE	101
11.4.1. Evolution d'une eau soumise au chauffage	101
11.4.2. Entartrage	103
11.4.3. Corrosion	103
11.4.4. Primage	105
11.5. INSTALLATIONS DE TRAITEMENT DES EAUX	107
11.5.1. Echangeurs d'ions	108
11.5.1.1. Adoucisseurs sodiques	108
11.5.1.2. Decarbonation sur resines carboxyliques	110
11.5.1.3. Demineralisation totale	113
11.5.1.4. Polissage sur lits melanges	115
11.5.2. Osmose inverse	116
11.5.3. Degazage thermique	117
11.6. CONDITIONNEMENT DES EAUX D'ALIMENTATION DES CHAUDIERES	120
11.6.1. But du conditionnement	120

11.6.2. Reactifs utilises	120
11.6.2.1. Ajustement du ph	120
11.6.2.2. Protection contre la durete	120
11.6.2.3. Destruction de l'oxygene dissous.....	121
11.6.2.4. Protection des lignes de retour des condensats.....	122
11.6.2.5. Lutte contre le primage	123
11.6.3. Mise en oeuvre.....	124
11.6.4. Choix des points d'injection	124
11.7. INTERPRETATION DES RESULTATS D'ANALYSE ET ACTIONS	126
11.7.1. Points de prélèvement et matériel nécessaire.....	126
11.7.2. Caracteristiques a respecter pour les eaux de chaudières.....	129
11.7.2.1. Chaudières a tubes d'eau	130
11.7.2.2. Eau d'appoint déminéralisée	131
11.7.3. Interpretation des resultat.....	134
11.7.3.1. Exemple pour une chaudiere timbrée a 12 bar	134
11.7.3.2. Exemple pour une chaudière timbrée a 70 bar	137
11.8. MESURES DE LONGUE CONSERVATION.....	140
11.8.1. Conservation cote eau.....	140
11.8.1.1. Conservation seche	140
11.8.1.2. Conservation humide	140
11.8.2. Conservation cote feu.....	141
11.9. NETTOYAGE CHIMIQUE	142
12. GLOSSAIRE	144
13. SOMMAIRE DES FIGURES	145
14. SOMMAIRE DES TABLES	147

1. OBJECTIFS

Le but de ce cours pour Opérateurs est de donner les bases à l'opérateur pour permettre une meilleure compréhension des Générateurs de vapeur et particulièrement des CHAUDIERES à tubes d'eau et de leurs principaux auxiliaires plus communément utilisées dans l'industrie pétrolière.

Les générateurs à vaporisation instantanée et les chaudières à tubes de fumée seront évoqués succinctement

Il n'est en aucun cas un cours pour Mécanicien ou Instrumentistes qui devront se référer aux documents spécifiques relatifs aux machines installées dans leur usine.

2. GENERALITES

2.1. DEFINITION

Une chaudière est un générateur de vapeur qui va permettre de transformer l'énergie calorifique du combustible en énergie thermodynamique au travers de la vapeur. Cette dernière est facilement transportable par des réseaux de vapeur permettant son utilisation dans différents procédés industriels (turbo-générateurs d'électricité, raffinage pétrolier, propulsion de navires etc...).

C'est le point central source de l'énergie qui va permettre de mettre en œuvre tout un process (exemple la centrale électrique en photo ci-dessous).



Figure 1: Maquette de la centrale thermique à vapeur de Luohang en Chine (2 tranches de 360 MW)

Suivant les caractéristiques de la vapeur nécessaire et la disponibilité du combustible, la technologie des chaudières sera totalement différente.

2.2. HISTORIQUE DES CHAUDIERES

La notion la plus simple d'une chaudière consiste à poser sur une flamme un récipient fermé contenant de l'eau. Dans ces conditions on vaporise l'eau mais on perd une quantité importante de chaleur dans l'air ambiant que l'on chauffe et dans les fumées.

Ce procédé est celui utilisé dans la première machine à vapeur de Denis Papin au XVII^{ème} siècle.

Pour minimiser les pertes et augmenter l'énergie thermodynamique emmagasinée dans la vapeur, deux technologies de chaudières ont été développées :

- ✚ Les **chaudières à tubes de fumées** (appelées aussi à foyer intérieur) où les fumées de la combustion passent à l'intérieur des tubes qui traversent l'eau du récipient. C'est le cas bien connu des machines à vapeur motrices des trains ou des navires du début du XX^{ème} siècle et de chaudières actuelles de faible puissance (20 à 25 bars pour 20 à 25 T/h).

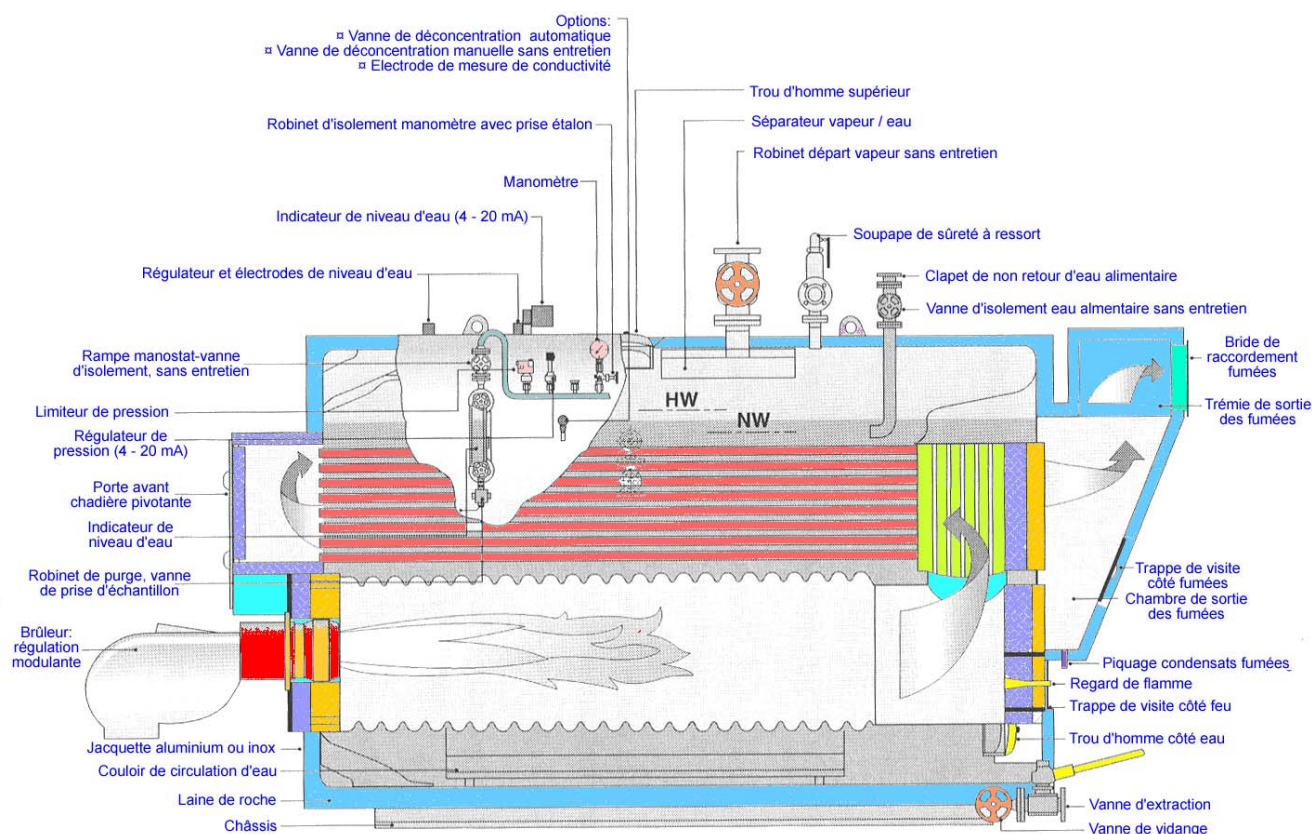


Figure 2: Schéma d'un générateur à tubes de fumées

- ✚ Les **chaudières à tubes d'eau** où les fumées de la combustion passent à l'extérieur des tubes, tandis que l'eau circule et se vaporise à l'intérieur des tubes. Ce type de chaudière est celui le plus utilisé dans l'industrie. Le modèle de chaudière à tubes d'eau et à ballons est celui que nous détaillerons dans ce cours.

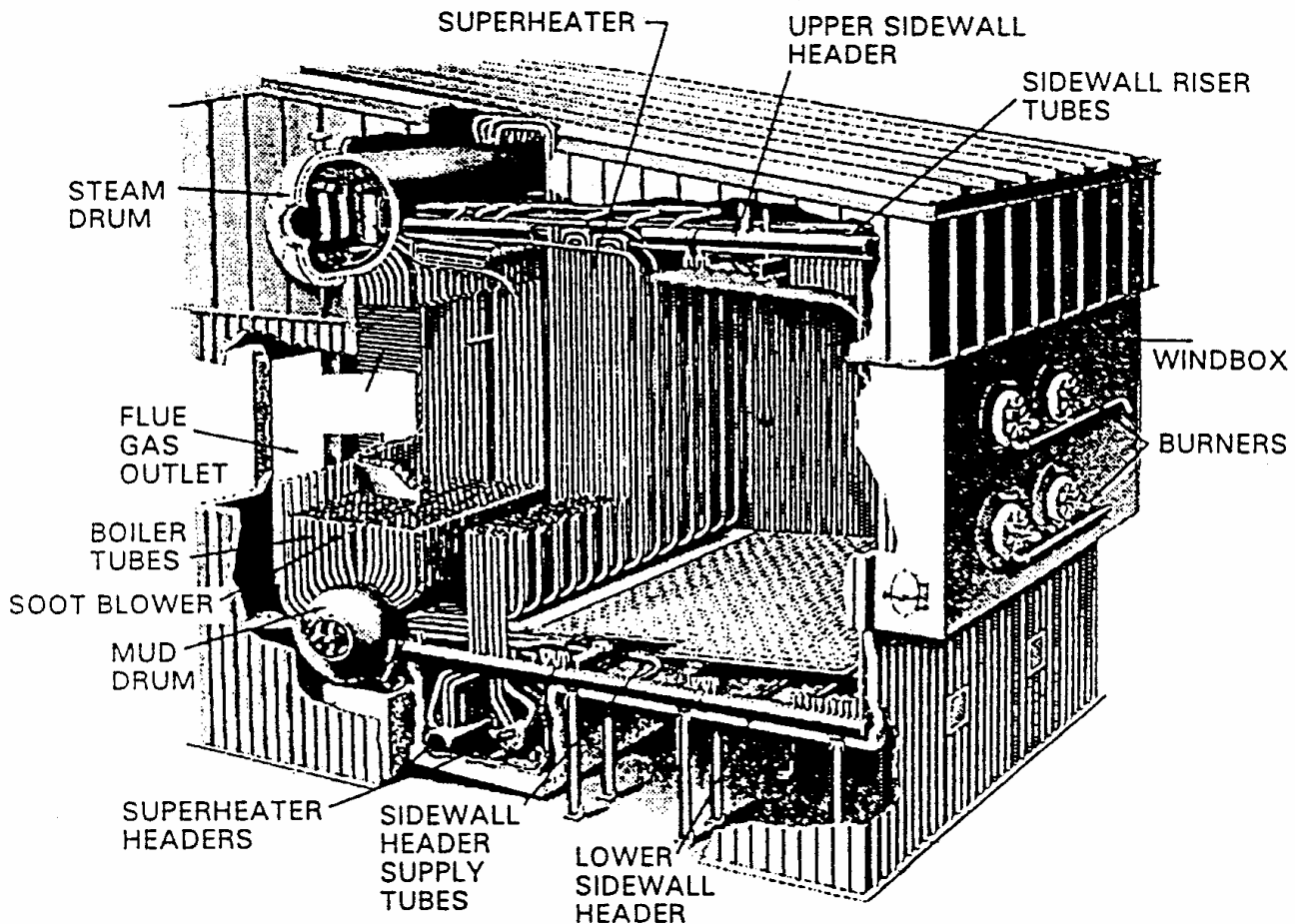


Figure 3: Vue en coupe d'un générateur (chaudière) à tubes d'eau

On trouve des chaudières à tubes d'eau pour la récupération d'énergie :

- ▶ Après différents procédés industriels (métallurgie, chimie, pétrochimie) où les températures des gaz en sortie peut atteindre 2000°C
- ▶ Après l'incinération de déchets ou ordures ménagères (sortie des gaz 800 à 1000°C)
- ▶ En cogénération de turbines à gaz (sortie de gaz environ 400°C). Dans ce cas des brûleurs sont installés pour obtenir la vapeur surchauffée et pour atteindre le débit de vapeur demandé par le réseau en cas d'arrêt de la turbine à gaz.

- ✚ **Les chaudières à vaporisation instantanée.** Elles ressemblent à des chaudières à tubes d'eau sans ballon. L'eau des faisceaux de chauffe circule au moyen d'une pompe d'alimentation. Il existe des modèles de toutes les puissances à condition que les récepteurs (turbines, réchauffeurs, etc...) puissent fonctionner avec de la vapeur saturée.

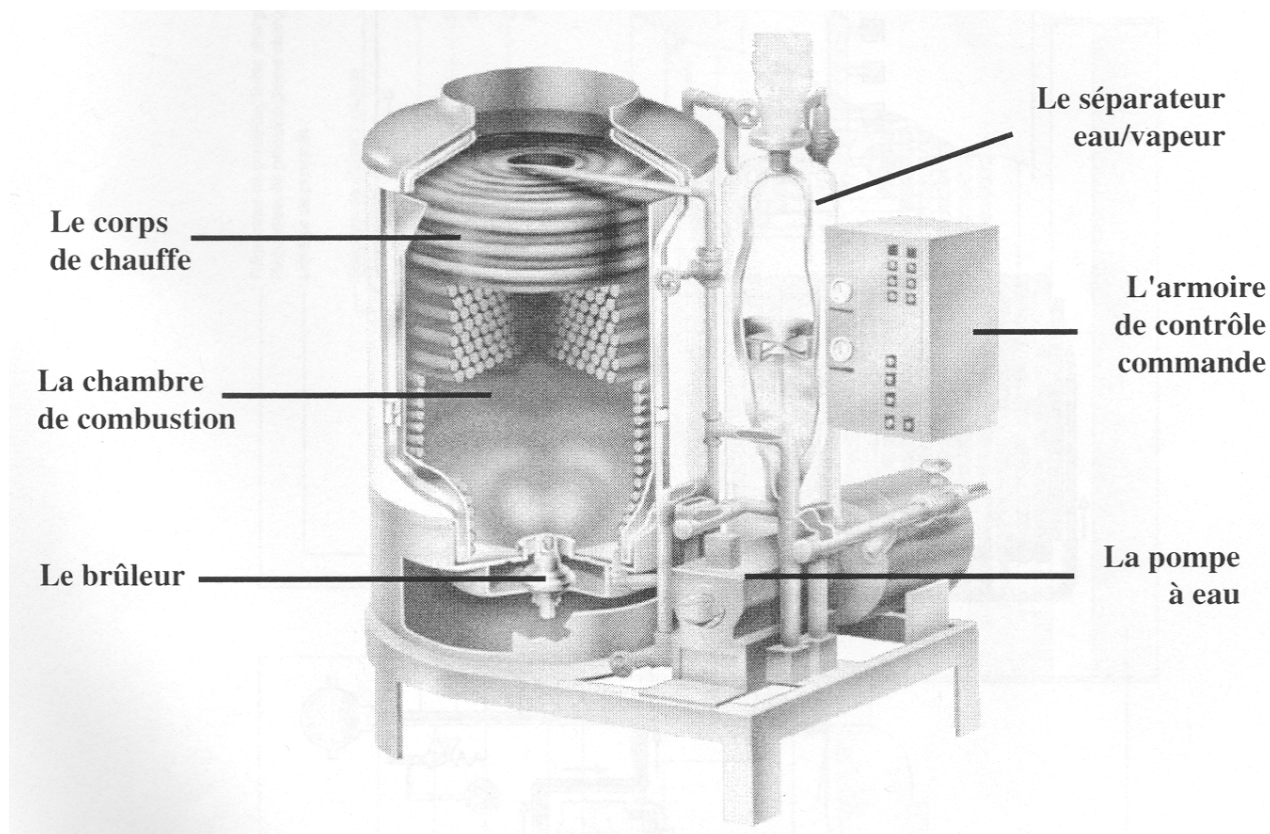


Figure 4: Schéma d'un générateur à vaporisation instantanée

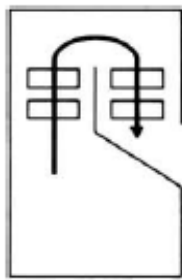
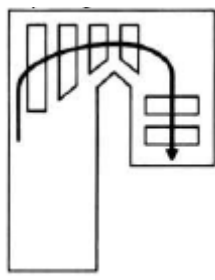
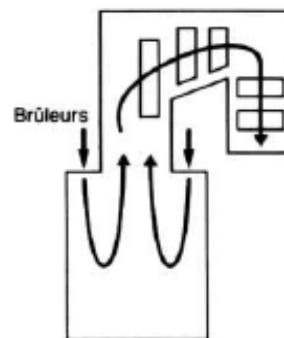
Centrale	Abu Qir Egypte	Jiangyou Chine	Aghios Dimitrios Grèce
Type de combustible	Fuel	Charbon gras	Lignite
Cycle de vapeur optimal	169 bar 542 °C Pression fixe	169 bar 542 °C Pression fixe	184 bar 542 °C Pression glissante
Circulation	Naturelle (chaudière à ballon)	Naturelle (chaudière à ballon)	Forcée
Réglage de la température de vapeur surchauffée	Injection d'eau de désurchauffe	Double injection d'eau de désurchauffe	Injection d'eau de désurchauffe
Réglage de la température de vapeur resurchauffée	Recyclage des fumées et inclinaison des brûleurs	Inclinaison des brûleurs	Injection d'eau de désurchauffe
Préparation de combustible	Réchauffage	2 broyeurs tube-mill	8 broyeurs à impact
Brûleurs	16 brûleurs inclinable en 4 plans	16 brûleurs inclinable en 4 plans	16 brûleurs installées en 8 péniches (2 par face)
Circuit d'air	2 ventilateurs de soufflage	2 ventilateurs d'air primaire 2 ventilateurs d'air secondaire	Air primaire apporté par les broyeurs 2 ventilateurs d'air secondaire
Circuit de fumées	2 ventilateurs de recyclage	2 ventilateurs de tirage	2 ventilateurs de tirage
Configuration de la chaudière	 Box	 2 passages de fumée	 Tour

Table 1:Caractéristiques de générateurs de très grande puissance

Note : Pour les charbons pauvres en matières volatiles et riches en cendres qui nécessitent un temps de combustion important, on adopte une forme de chaudière dite « en voûte »

Figure 5: Chaudière à deux voûtes



2.3. CLASSIFICATION DES GENERATEURS DE VAPEUR

On peut classer les chaudières par catégorie de puissance :

- ⊕ **Générateurs de très faible puissance** ($P < 70$ kW ou vaporisation inférieure à 100kg/h) : le plus souvent ces générateurs comportent des résistances électriques (générateurs de vapeur de laboratoire par exemple)
- ⊕ **Générateurs de faible puissance** (70 à 1400 kW ou vaporisation de 100 à 2000 kg/h) : dans cette gamme se trouve le plus souvent des générateurs à vaporisation instantanée (comme fig 2) mais aussi des générateurs à tuyau d'eau multitubulaire ou à tubes de fumée.
- ⊕ **Générateurs de moyenne puissance** (1,4 à 17,4 MW ou vaporisation de 2 à 25 T/h) très utilisés dans l'industrie. On y trouve :
 - des générateurs à tubes de fumée (à 2 ou 3 parcours)

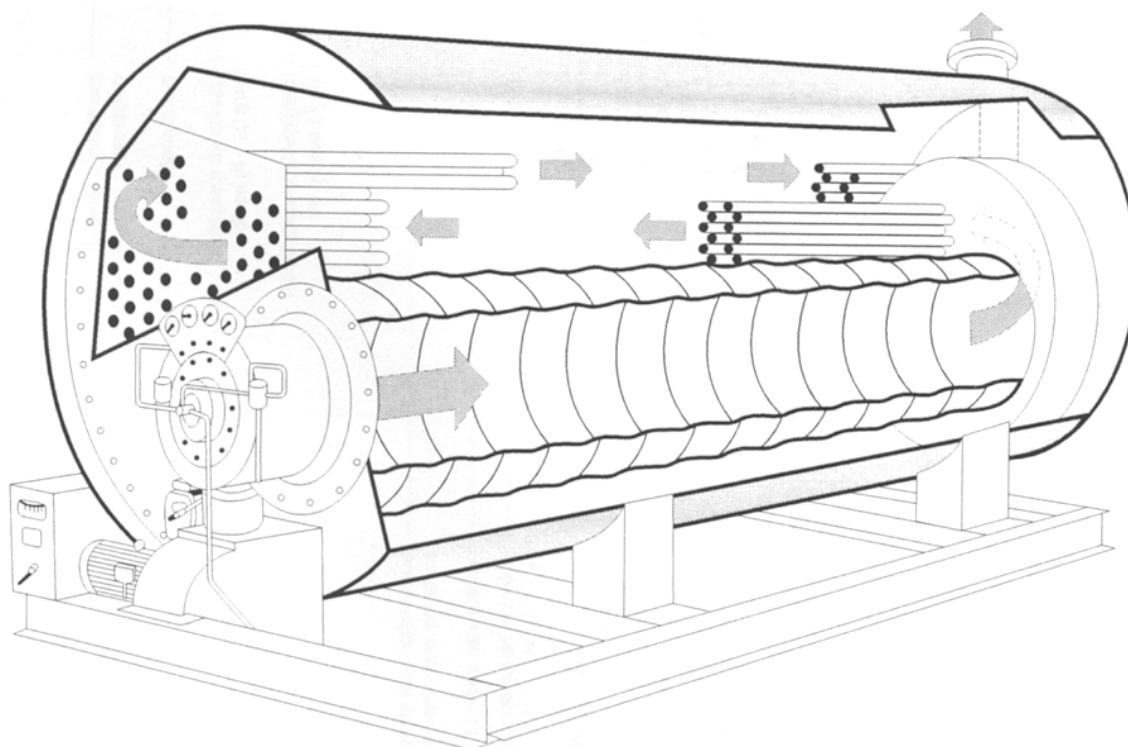


Figure 6: Générateur de gaz à 3 parcours de fumées

- o des générateurs à tubes d'eau (chaudières de combustion multitubulaires à chambre de combustion latérale ou axiale
- ✦ **Générateurs de grande puissance** (17,4 à 116 MW ou vaporisation de 25 à 150 T/h) très utilisés dans l'industrie. Dans cette gamme de puissance on ne trouve plus que les chaudières à tubes d'eau.
- ✦ **Générateurs de très grande puissance** (au-delà de 116 MW ou vaporisation de au-delà de 150 T/h). Ce sont les générateurs des centrales électriques par exemple qui peuvent aller jusqu'à 700 MW (2000 T/h de vaporisation). Voir les caractéristiques de quelques Tableau 1.

2.4. EXEMPLES D'UTILISATION DE LA VAPEUR

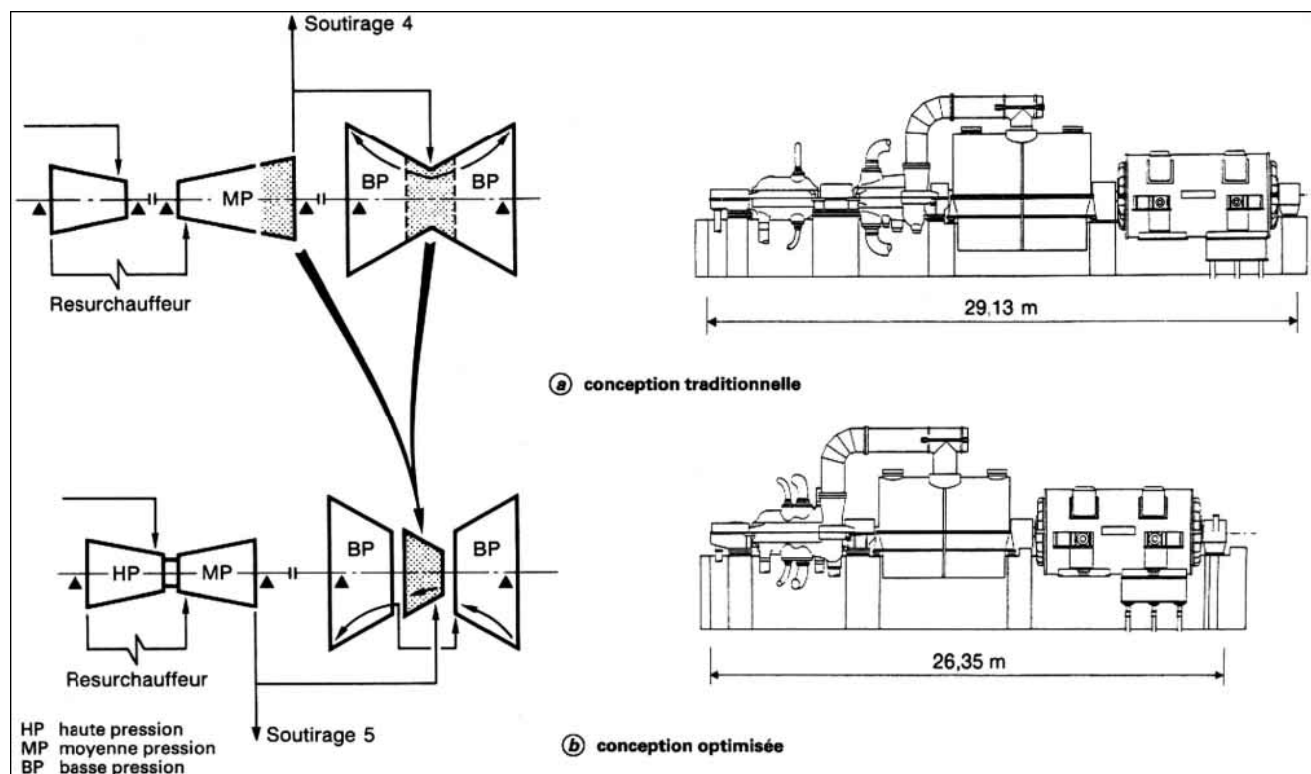
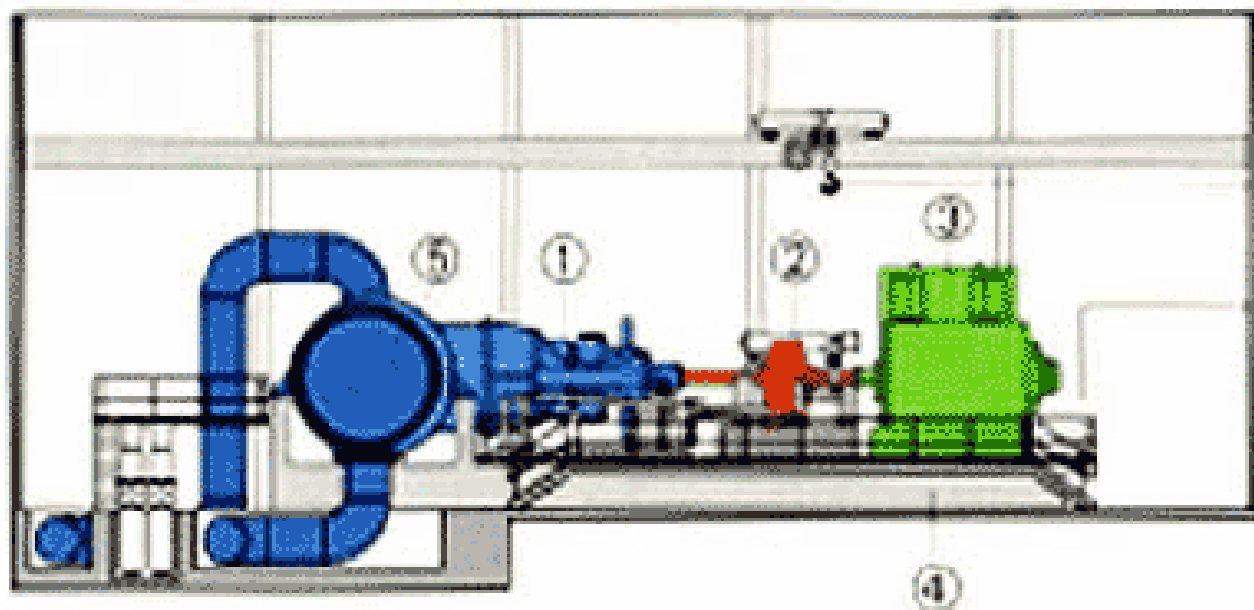


Figure 7: Schéma fonctionnel d'une turbine à resurchauffe 300MW (structure type)



1 : Turbine
2 : Réducteur

3 : Générateur
4 : Fondation

5 : Condenseur

Figure 8: Exemple d'utilisation turbine à vapeur (1)

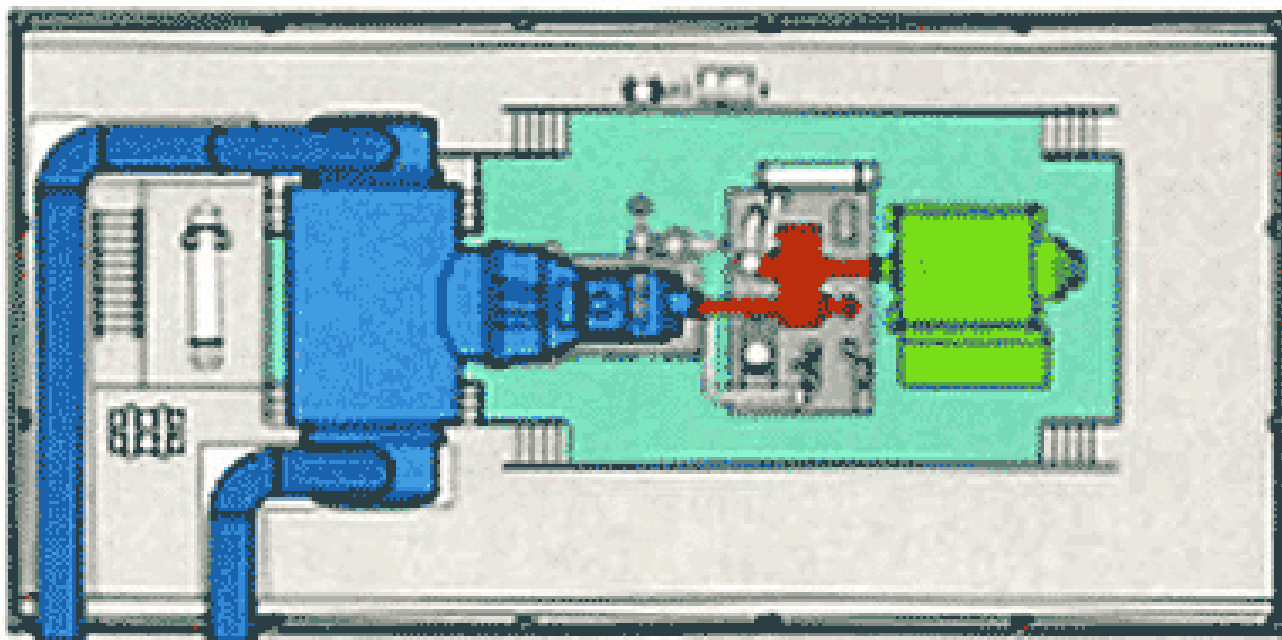


Figure 9: Exemple d'utilisation turbine à vapeur (2)



Figure 10 : Exemple d'une turbine propulsant un navire

2.5. PRINCIPES DE LA TRANSMISSION DE CHALEUR

Dans un générateur de vapeur elle est transmise :

✚ Par rayonnement :

Le pourcentage de chaleur totale transmise peut atteindre 75% si la chambre de combustion est bien conçue.

Plus la température de flamme est élevée, plus la quantité de chaleur par rayonnement sera importante. Donc l'excès d'air de combustion doit être minimum pour avoir une température de flamme maximum.

✚ Par conduction :

Cette chaleur est transmise par les flux calorifiques (par contact) passant dans les tubes entre fumées et eau.

Donc on voit qu'un antaratrage des tubes côté eau ou un encrassement des tubes côté fumées diminuent la chaleur transmise. D'où l'importance d'une bonne qualité de l'eau des chaudières (importance de l'analyse et des traitements) et d'une bonne combustion.

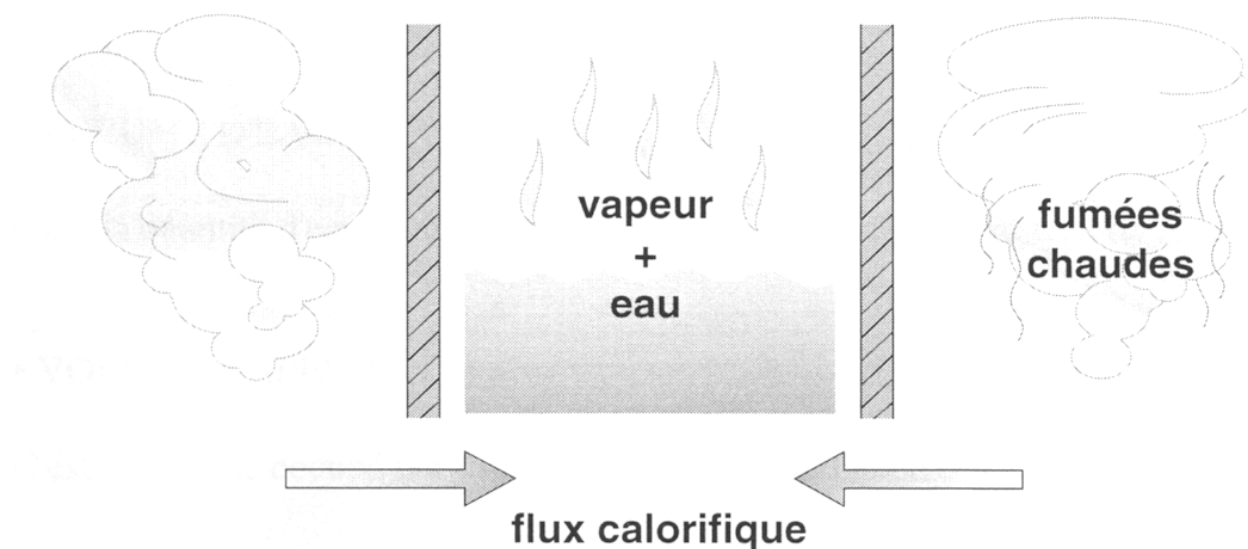


Figure 11: Principe d'échange de chaleur par convection

✚ Par convection :

Due au déplacement des fluides sur la surface d'échange, l'échange de chaleur par convection est d'autant plus important que la vitesse est plus élevée.

Donc dans les générateurs à tubes de fumée on installe des accélérateurs de fumées et dans les chaudières à tube d'eau on diminue la section de passage des fumées pour augmenter leur vitesse.

2.6. VALEURS CARACTERISTIQUES DES GENERATEURS DE VAPEUR

2.6.1. Valeurs de construction

- ✚ **Pression de service PS ou Pression de Calcul :** (appelée timbre dans la Marine)

Cette valeur qui est la base du dimensionnement du générateur de vapeur ne pourra pas être dépassée.

- ✚ **Volume de la chambre de combustion :**

Cet espace occupé par la flamme de combustion permet de déterminer le dégagement calorifique par mètre cube et par heure donc de fixer les caractéristiques des brûleurs.

- ✚ **Volume d'eau :**

Quantité d'eau contenue dans le générateur au niveau moyen de fonctionnement.

- ✚ **Volume vapeur :**

Volume occupé par la vapeur au-dessus du plan d'eau.

- ✚ **Aire du plan d'eau :**

Surface de séparation entre eau et vapeur produite.

2.6.2. Valeurs de fonctionnement

- ✚ **Pression de Service ou de fonctionnement P :**

Pression effective en bar indiquant la pression normale de fonctionnement, elle est inférieure à PS.

- ✚ **Puissance calorifique :**

Valeur qui fixe les performances caractéristiques du générateur. Elle est exprimée soit en quantité de chaleur par heure, soit en puissance thermique utile (Thermies/heure ou kW).

La relation entre les deux est calculée par la formule :

$$P = 1/3600 \times Q (H_V - H_E)$$

Avec

P en kW : puissance thermique utile

Q en kg/h : vaporisation ou débit de vapeur

H_E en kJ/kg : enthalpie de l'eau alimentaire

H_V en kJ/kg : enthalpie de la vapeur

✚ Taux de vaporisation :

Pour une température d'eau alimentaire donnée à la pression de service c'est le rapport :

Production de vapeur / Quantité de combustible

✚ Taux de combustion :

Quantité de combustible consommé en 1 heure / Volume de la chambre de combustion

Ce rapport fixe le seuil à ne pas dépasser pour ne pas endommager les tubes d'eau ou vapeur.

✚ Rendement thermique :

Quantité de chaleur reçue par l'eau ou la vapeur / Quantité de combustible fourni dans le même laps de temps

3. GENERATEURS A VAPORISATION INSTANTANEE

3.1. PRINCIPE DE FONCTIONNEMENT

Une pompe alimentaire fait circuler de l'eau dans un serpentin qui est en contact direct avec la flamme. En sortie un séparateur eau-vapeur permet de retirer l'eau entraînée par la vapeur. Il n'existe pas de ballon, les tubes sont suspendus au plafond.

3.2. APPLICATIONS

Ce système est fréquemment utilisé dans les générateurs de vapeur portables pour le nettoyage vapeur en atelier de maintenance et aussi dans l'industrie pour les centrales brûlant du lignite.

Dans le cas de chaudière au lignite (charbon pauvre) dûes aux grandes quantités de combustible à brûler, le foyer est de dimension importante et les tubes de faible diamètre pour avoir le meilleur coefficient d'échange thermique et pour cette raison la circulation d'eau est forcée.

Pour éviter les dépôts de suie ces chaudières sont en forme de tour (passage direct des fumées au lieu de plusieurs passages qui favorisent la centrifugation des fumées donc de dépôts).

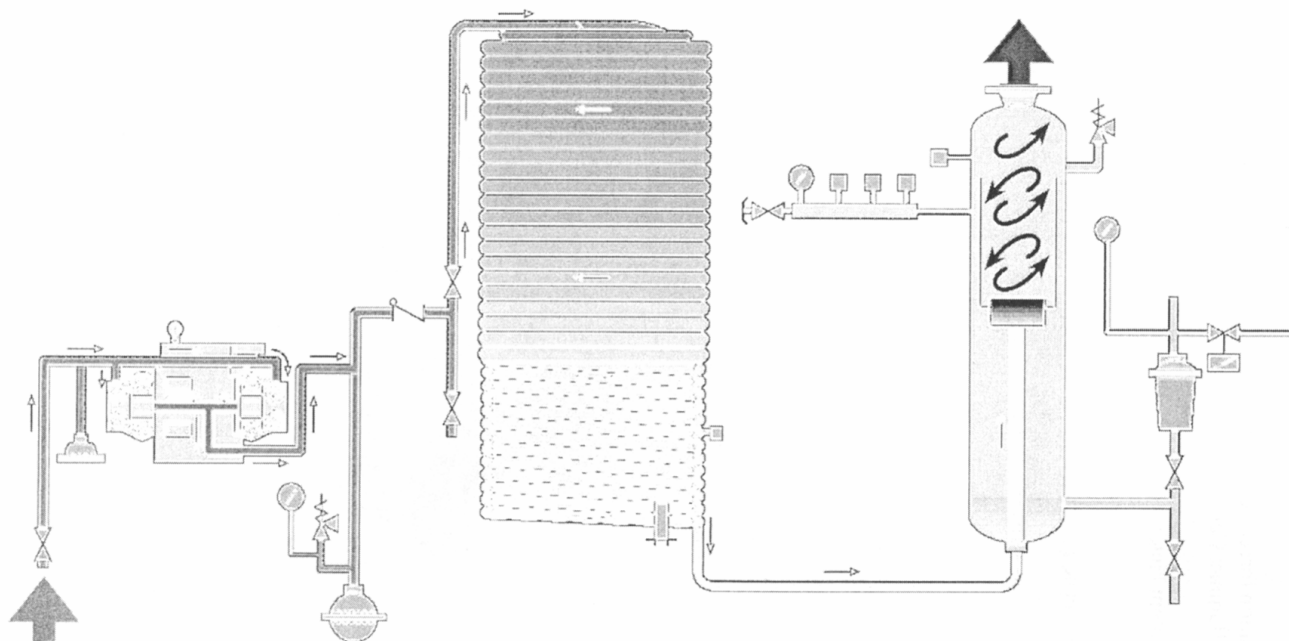


Figure 12: Schéma de fonctionnement d'un générateur à vaporisation instantanée

L'absence de ballon et le faible diamètre des tubes font que ces chaudières ont peu d'inertie thermique ce qui favorise des variations de charges rapides et permettent l'adoption de pression glissante avec les avantages suivants :

- ✚ Amélioration du rendement aux charges partielles
- ✚ Réduction des contraintes de pression dans la chaudière

Ce choix de chaudière n'est possible que lorsque les récepteurs sont choisis pour fonctionner avec ces qualités de vapeurs produites.

Seul le type de chaudière portable est utilisé dans l'industrie pétrolière.

4. LES GENERATEURS DE VAPEUR A TUBES DE FUMÉES

4.1. FONCTIONNEMENT

Le tube foyer se trouve dans le ballon d'eau sous le plan d'eau. Les gaz chauds (fumées) accumulés dans un premier caisson à l'arrière de la chaudière traversent des nappes de tubes immergés vers un second caisson situé à l'avant d'où ils partent vers un dernier caisson à l'arrière traversant une dernière nappe de tubes immergés. Les gaz sortent ensuite dans la cheminée. Voir figure ci-dessous.

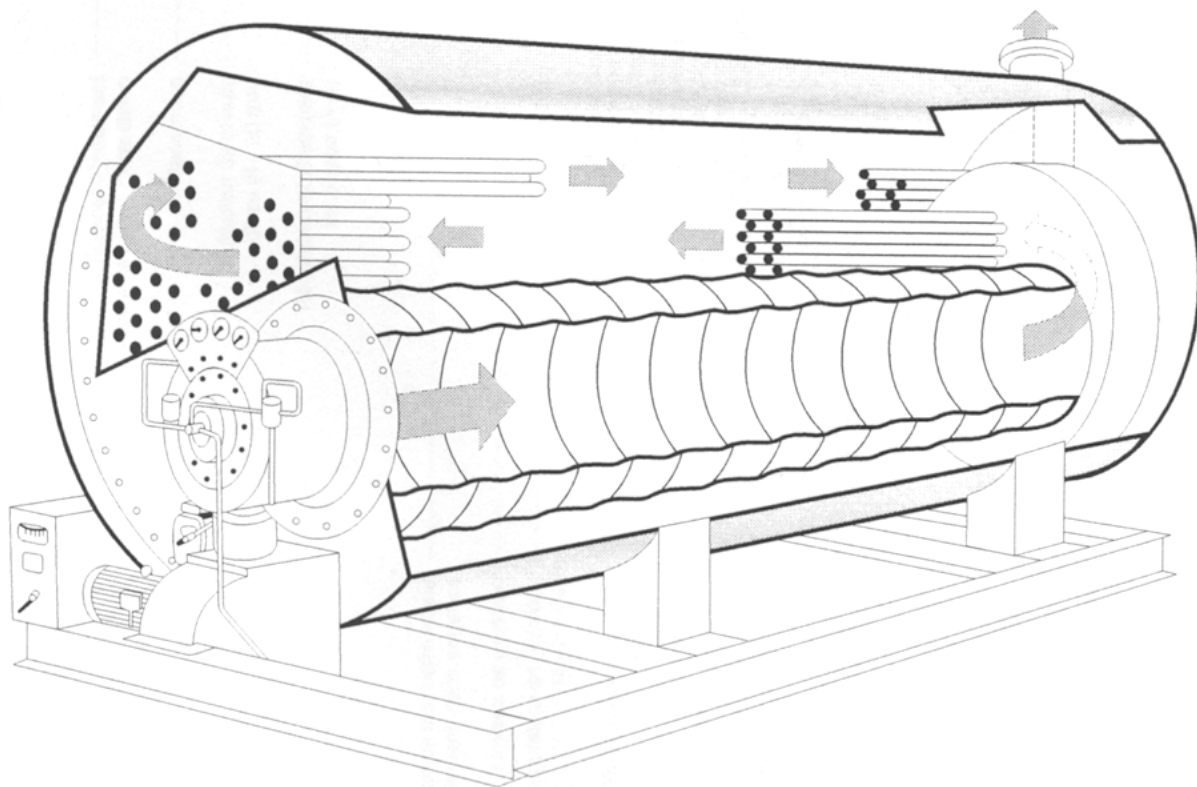


Figure 13:Schéma d'un générateur de vapeur à 3 parcours

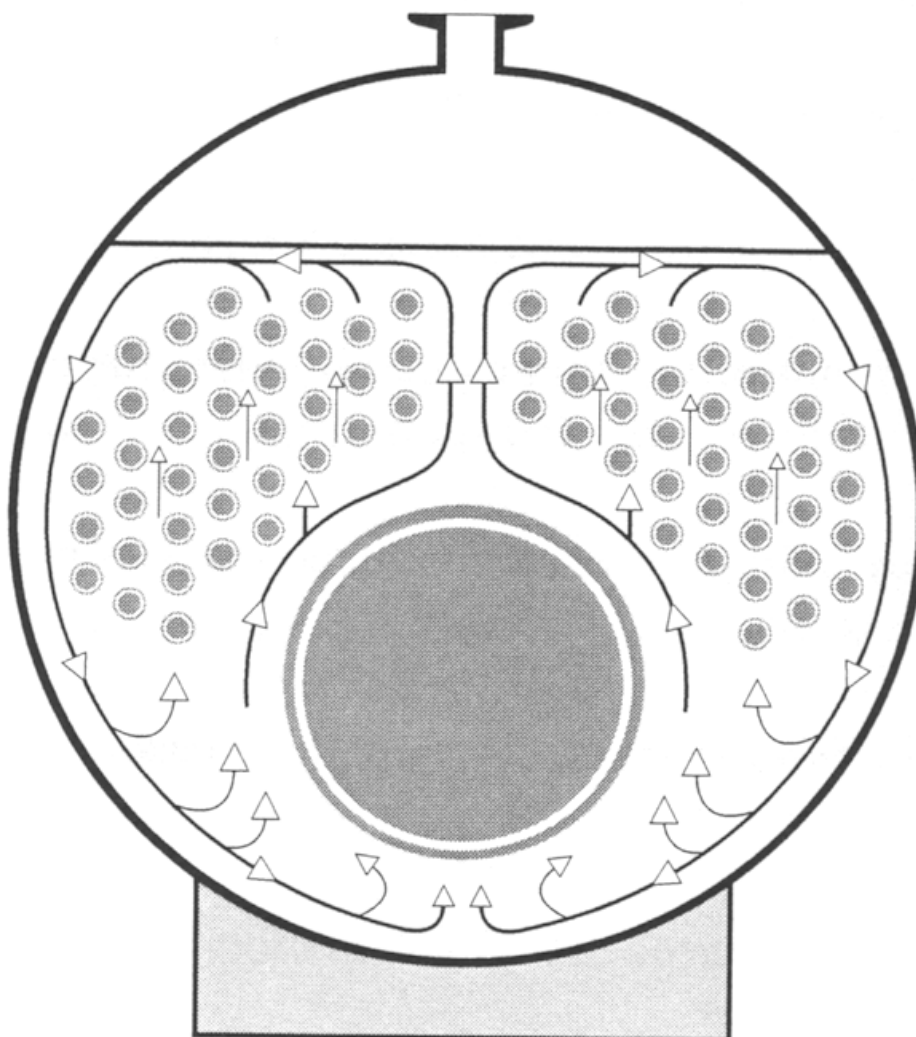


Figure 14: Circulation de l'eau dans le générateur

4.2. CONSTITUANTS

Ils comprennent :

- ✦ une **virole** cylindrique de grand diamètre
- ✦ deux **plaques tubulaires** reliées à la virole par une soudure. Ces plaques sont renforcées.
- ✦ Un **tube foyer** constituant la chambre de combustion. Sur les petites unités ce tube est lisse. Mais sur de grandes unités il est ondulé pour compenser les différences de dilatations avec la virole.

Dans les grandes unités il y a souvent 2 tubes foyer qui sont limités en longueur (environ 1,2 m) pour :

- ▶ Eviter une épaisseur importante néfaste à une bonne transmission de chaleur
 - ▶ Permettre un dégagement rapide de la vapeur produite
- ✦ Des tubes de fumée qui sont différents:
- ▶ Ordinaires
 - ▶ Tubes tirants de plus grande épaisseur
- ✦ L'isolation thermique de l'enveloppe est réalisée comme suit :
- ▶ Sur la virole cylindrique par des panneaux calorifuges protégés par un bardage
 - ▶ Les portes d'accès sont souvent recouvertes d'un ciment réfractaire (noter qu'il faut éviter de l'humidifier pour ne pas le détériorer)

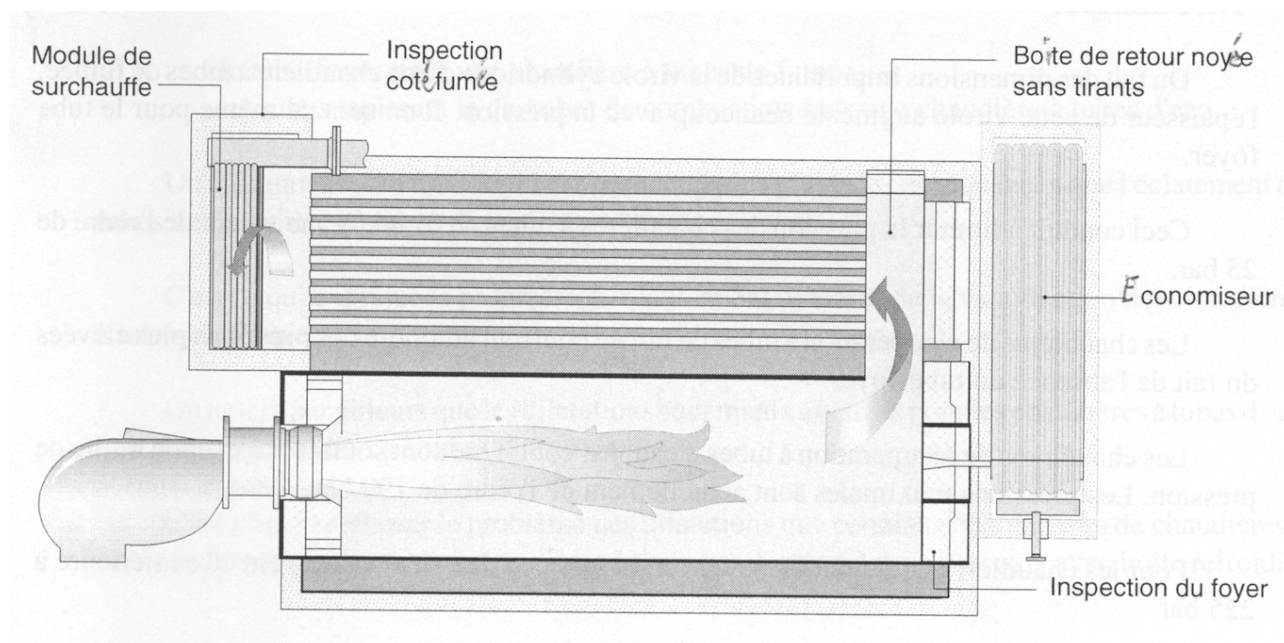
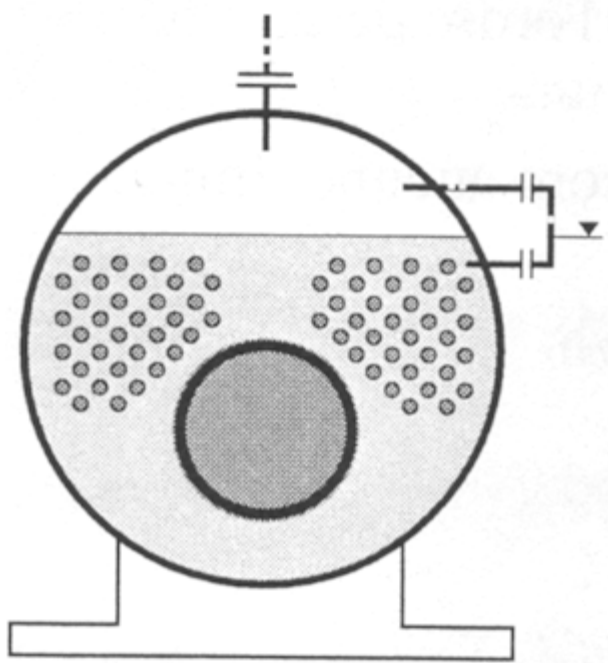


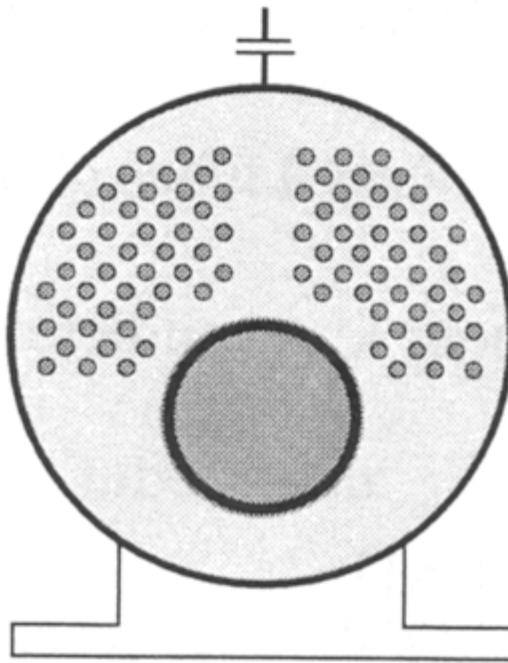
Figure 15: Economiseur et surchauffeur

4.3. CONFIGURATION DES CHAUDIERES A TUBES DE FUMÉES

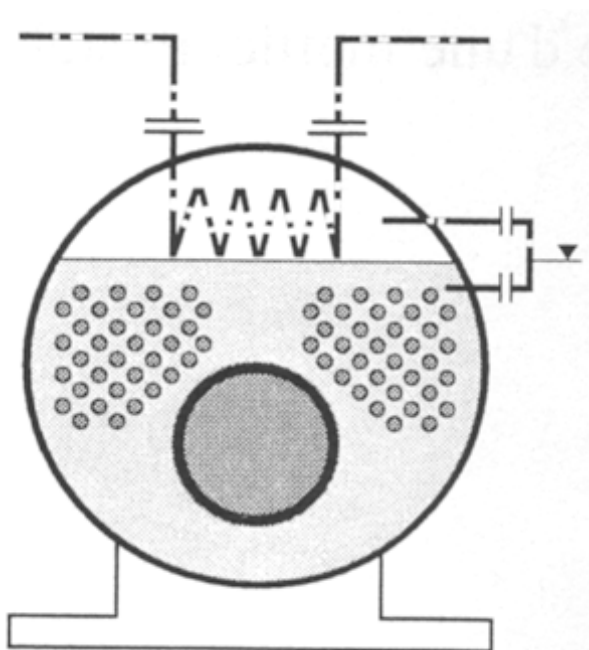
Le schéma ci-dessous montre les configurations les plus courantes.



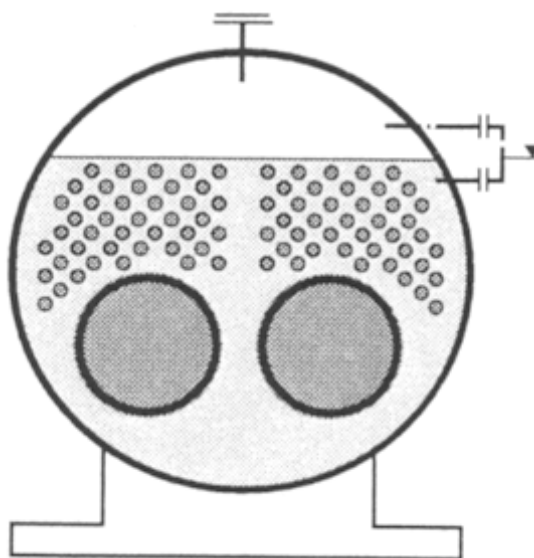
Chaudière à un tube-foyer à vapeur saturée



Chaudière à eau surchauffée



*Chaudière à production simultanée vapeur /
eau surchauffée*



*Chaudière à deux tubes-foyer pour vapeur
saturée*

Figure 16: Configuration des chaudières à tubes de fumée

4.4. COMPARAISON DES GENERATEURS DE FUMEEES

Cette comparaison tient compte des générateurs présent sur le marché.

	Générateurs àTubes de Fumée	Générateurs àTubes d'eau
Limites de Pression	Limitation due à la virole (environ 25 b)	Pas de limitaion (jusqu'à 220 b pour chaudière à circulation naturelle)
Vaporisation	Limitée à environ 25 T/h	Non limitée (2000 T / h)
Volume d'eau	Pour une capacité donnée, le volume d'eau est plus important (inertie dans la chauffe qui donne plus de stabilité mais une réaction plus lente)	Volume d'eau plus faible que sur générateur à tubes de fumée donc comportement inverse
Vulnérabilité des parties sous pression	Le tube foyer est le maillon faible. Sa réparation est très longue.	Un tube crevé est vite bouché ou remplacé.
Dilatations	Par design elles sont difficiles même si les augmentations du nombre parcours diminuent le phénomène	Par design plus faciles
Circulation d'eau	Pas très bien contrôlée (plus anarchique)	Bien assurée par le tracé des tubes
Isolation de l'enveloppe	Bien maîtrisée	Difficile à réaliser correctement
Accessibilité	Facile	Difficile

Table 2: Comparaison des générateurs de fumées

5. LES CHAUDIERES A TUBES D'EAU

5.1. PRINCIPE GENERAL

On transforme l'eau alimentaire entrant dans la chaudière en vapeur saturée puis surchauffée par échange de chaleur avec les produits de la combustion (flammes et/ou gaz de combustion).

Les schémas montrent les faisceaux de tubes vaporisateurs reliés entre les ballons (ballon distributeur inférieur et ballon collecteur de vaporisation supérieur).

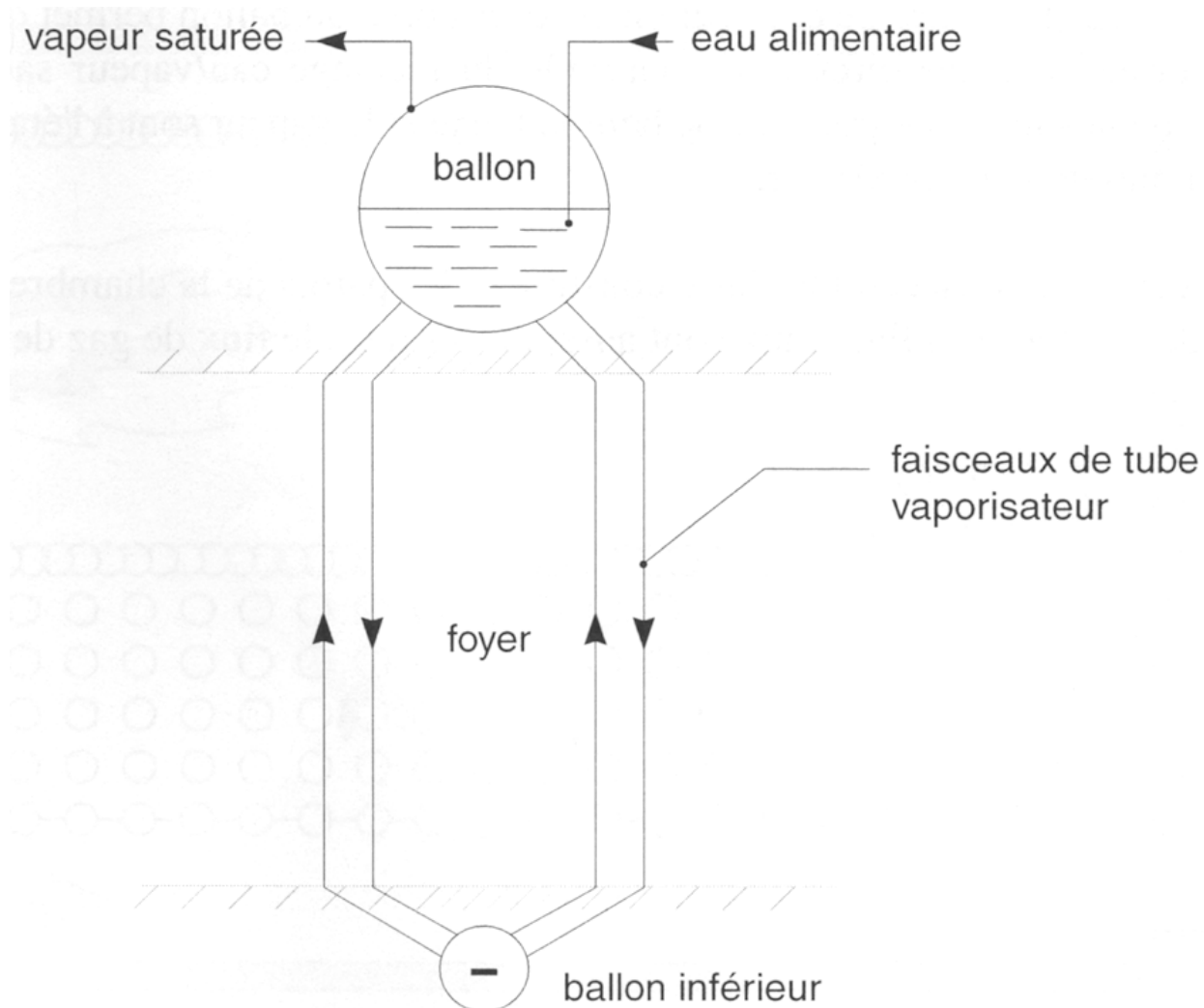


Figure 17:schéma de principe d'une chaudière à tubes d'eau

Les gaz chauds produits par les brûleurs sont au contact des tubes vaporisateurs (la vapeur monte dans le ballon collecteur) tandis que l'eau excédendaire revient dans le ballon inférieur distributeur par les tubes qui ne sont pas au contact direct des gaz chauds.

Circulation naturelle

Formation des bulles de vapeur dans les tubes

Séparation des bulles de vapeur saturée dans le ballon

Equilibre eau / vapeur

Relation pression / température

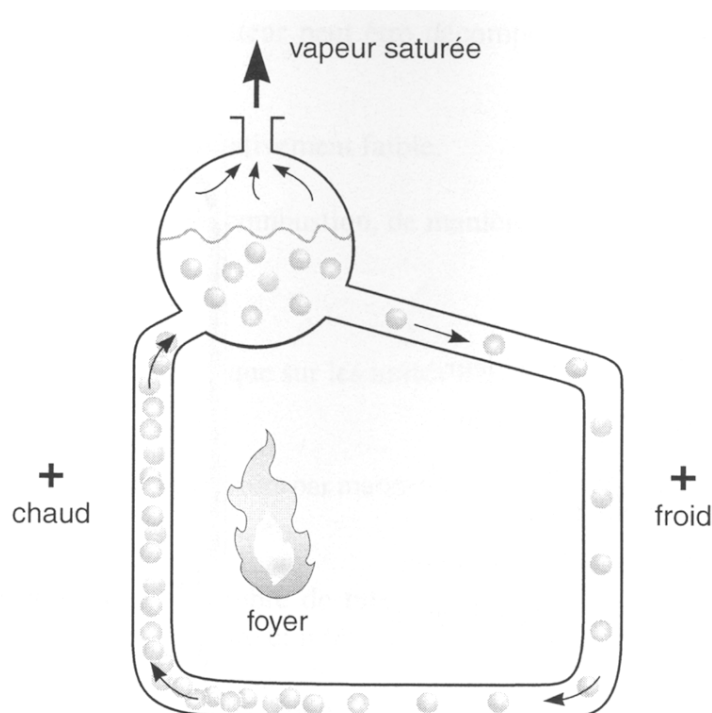


Figure 18: Détail de la vaporisation dans une chaudière à tubes d'eau

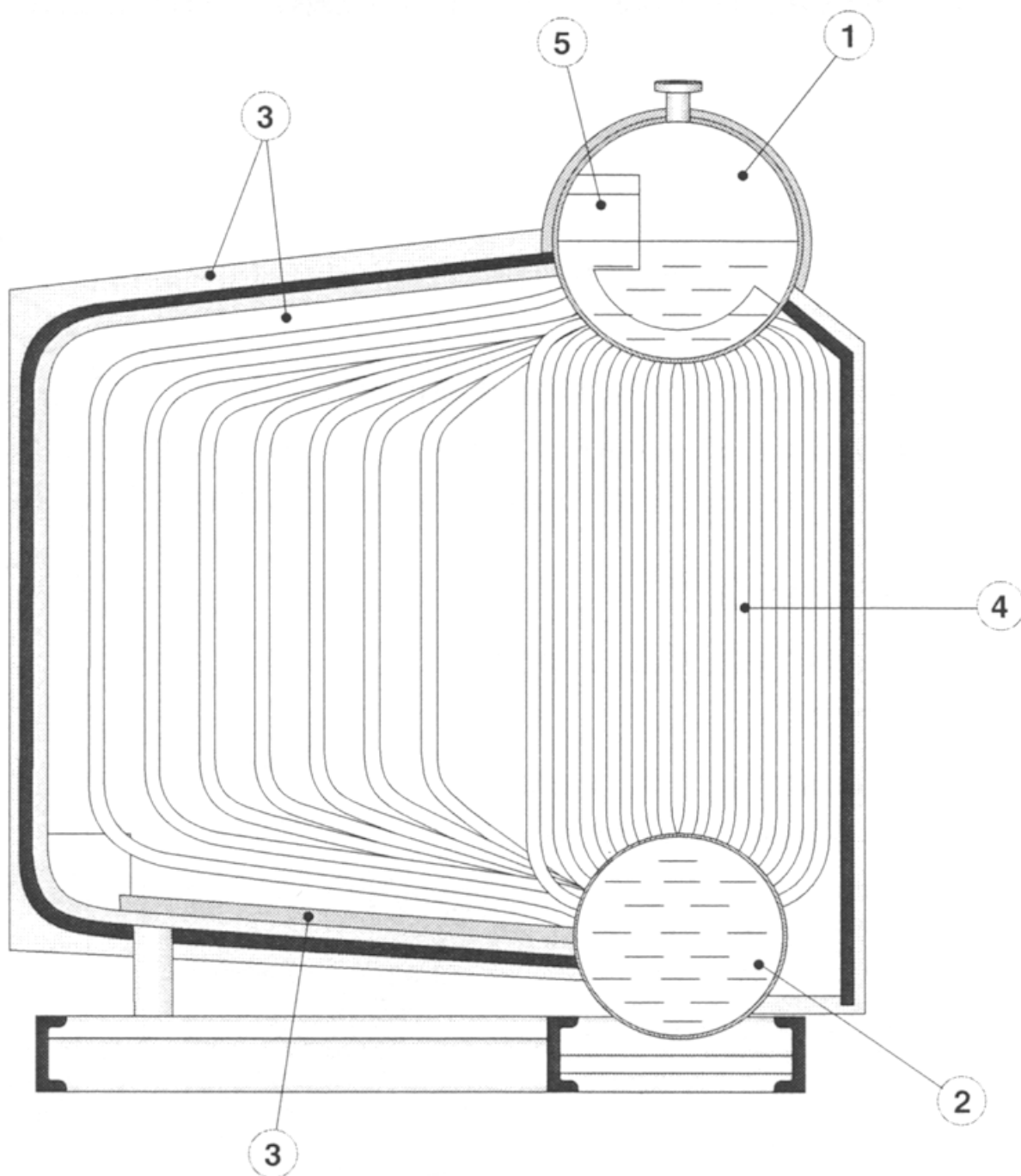
5.2. LES CONSTITUANTS

Comme montré on trouve:

- ✦ Les réservoirs (ballons) inférieur et supérieur et les différents collecteurs de flux
- ✦ Les écrans de tubes vaporisateurs autour de la chambre de combustion constituée par :
 - o La sole souvent en brique réfractaire
 - o Le(s) écran(s) latéraux
 - o L'écran arrière
 - o L'écran avant
 - o Le plafond

✦ Le faisceau tubulaire de convection

Noter que pour des pressions inférieures à 100 b les tubes écran sont souvent fixés par mandrinage (dudgeonnage) sur les ballons.



① Réservoir supérieur	④ Faisceau de convection
② Réservoir inférieur	⑤ Cyclone (sépare l'eau de la vapeur)
③ Ecrans (sole, vertical, plafond, arrière)	

Figure 19: Schéma des collecteurs de distribution des différents flux

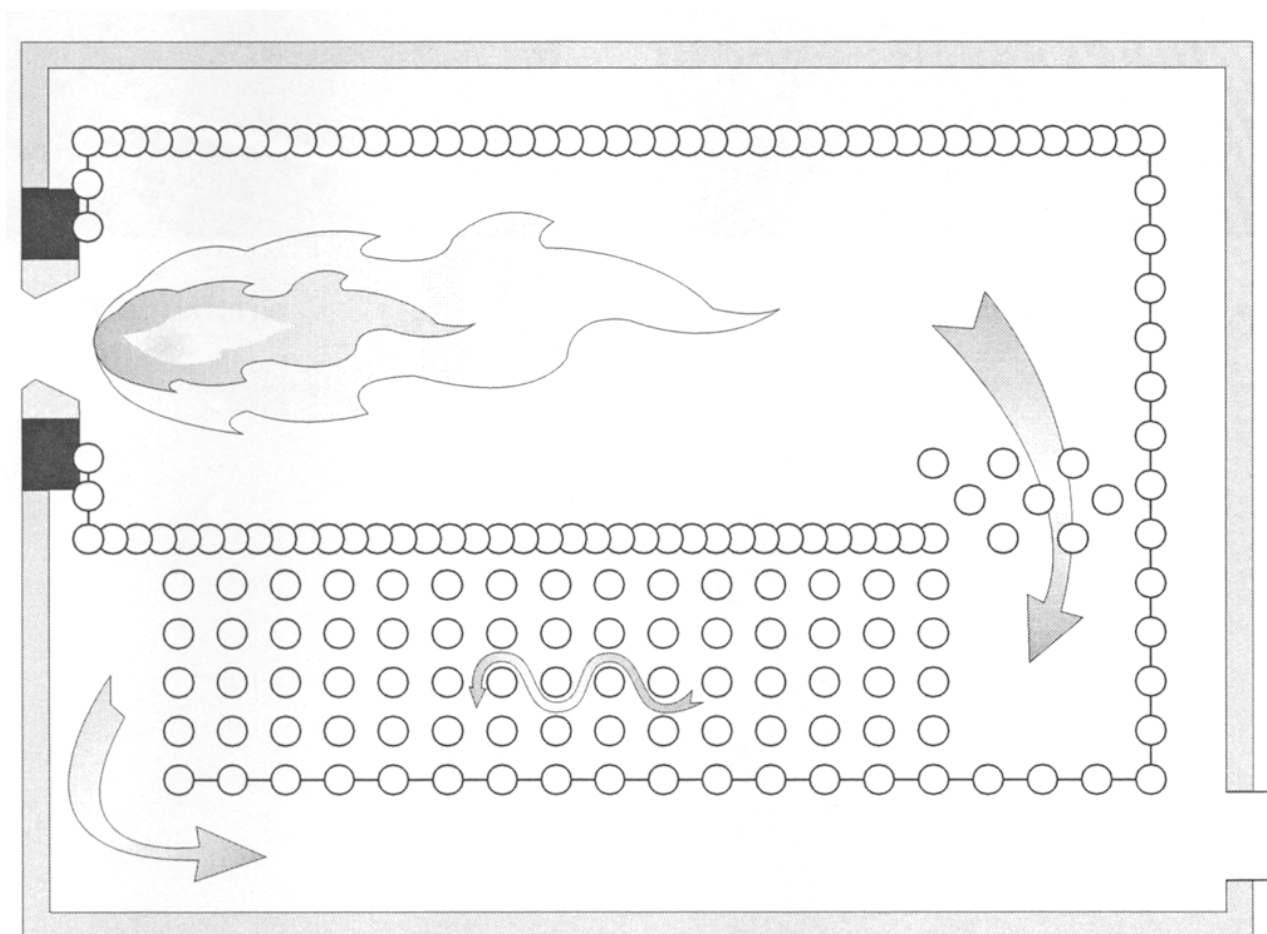


Figure 20: Parcours des fumées dans une chaudière multitubulaire

5.3. ELEMENTS DE CONSTRUCTION

On y trouve 3 types de chaudières (D, A, O)

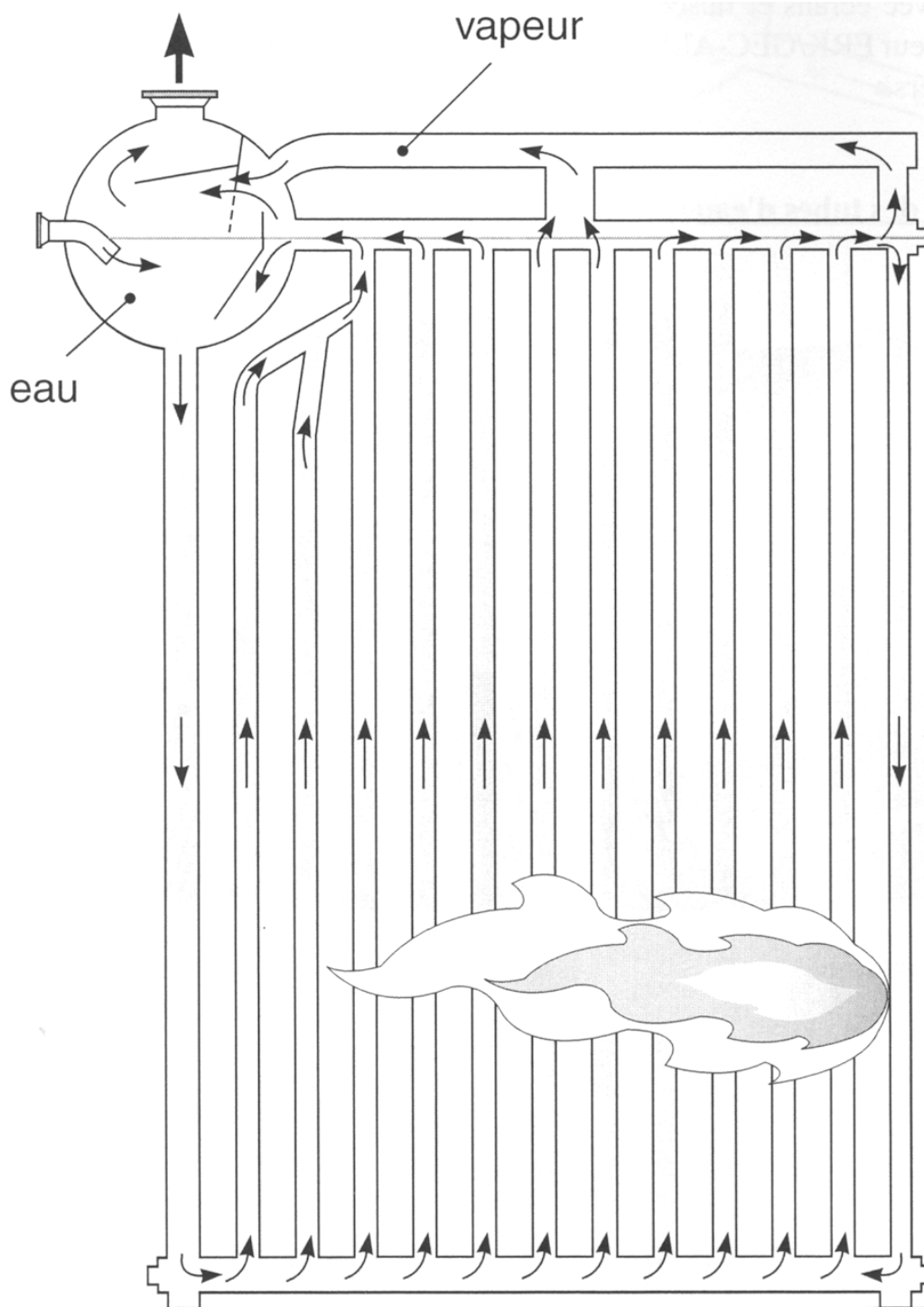


Figure 21: Chaudières à tubes d'eau

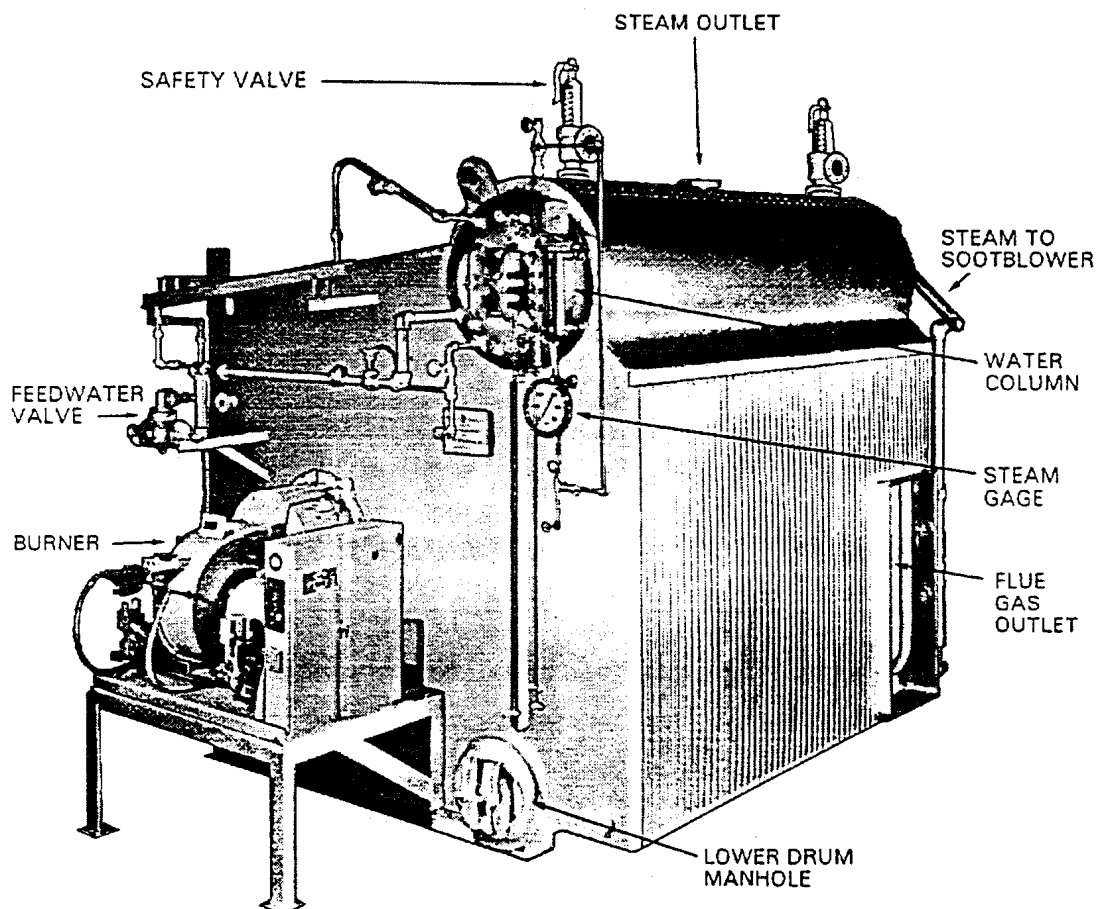


Figure 22: Schéma d'une chaudière à tubes d'eau type D

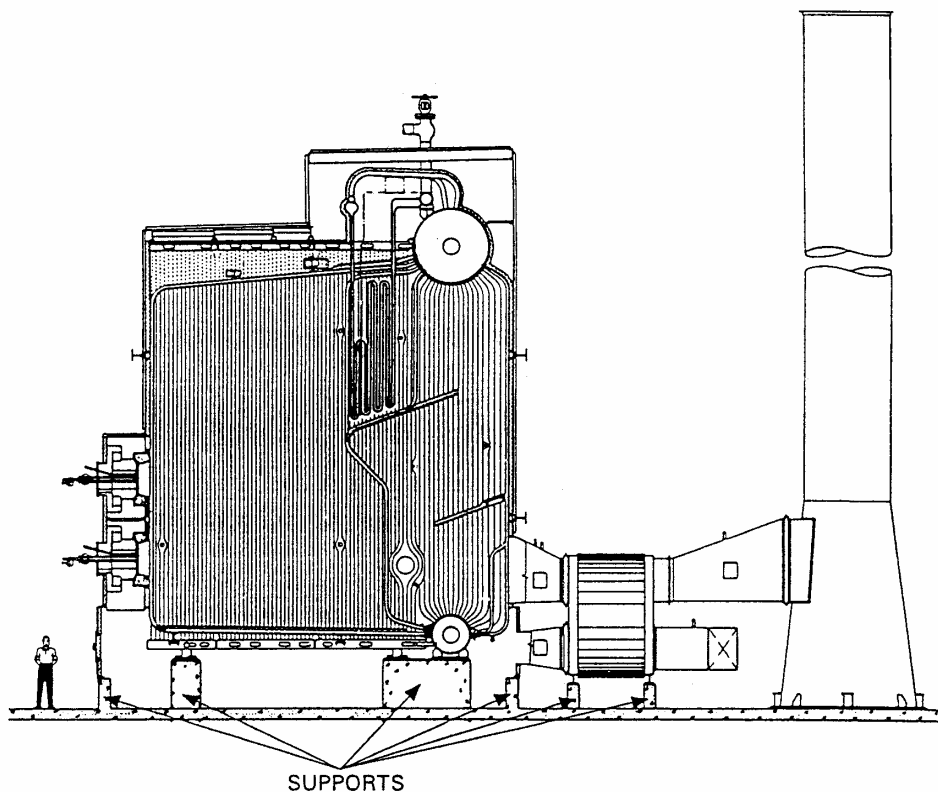


Figure 23: Chaudière type D posée sur le sol (points d'appui)

Ces chaudières sont constituées d'une **structure tubulaire** comprenant le ballon supérieur, le ballon inférieur de raccordement avec écrans, et les faisceaux de vaporisation.

Le rôle des écrans est d'augmenter le temps de contact des gaz chauds avec les tubes en augmentant la longueur du parcours.

Dans ces chaudières à circulation naturelle, l'eau et la vapeur en formation circulent librement.

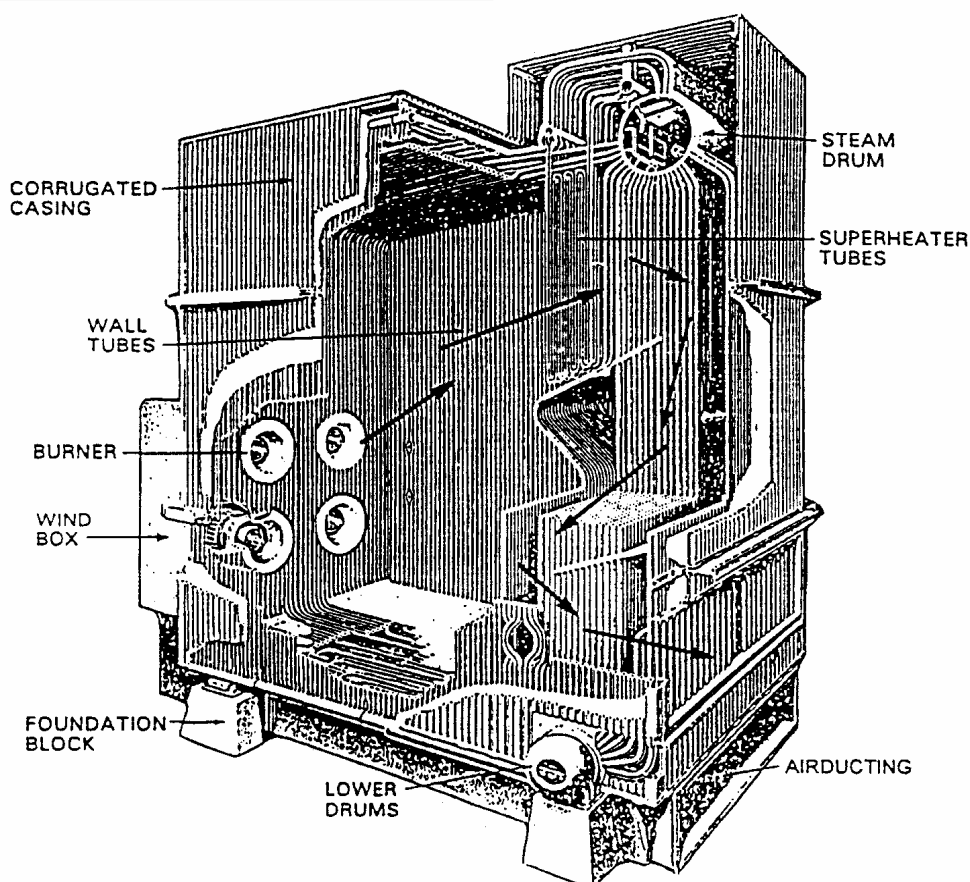


Figure 24: Exemple de structure tubulaire et lame d'air

5.3.1. Ballon supérieur

C'est un ballon cylindrique horizontal où l'on maintient un niveau constant pour ne pas rompre la circulation naturelle. Il est aussi équipé de séparateur vapeur-eau équipé et d'un dispositif anti-primage.

Comme montré, il est constitué :

- ✦ D'une tôle écran qui canalise le mélange vapeur saturée-eau produite dans les tubes vaporisateurs et permet de stabiliser/calmer le niveau au changement d'allure (surtout le gonflement lors de l'augmentation de débit)

- ✦ De séparateurs (primaire, secondaire et cyclonique) pour éviter les entrainements d'eau
- ✦ D'une arrivée d'eau d'alimentation distribuée par des gicleurs le long du tube d'entrée (ce qui permet de répartir le débit le long du ballon) pour éviter des turbulences et calmer le niveau.
- ✦ Une prise de purge qui est utilisée en purge continue de déconcentration (voir chapitre traitement de l'eau)
- ✦ Une arrivée d'injection de produits chimiques (voir paragraphe traitement des eaux)

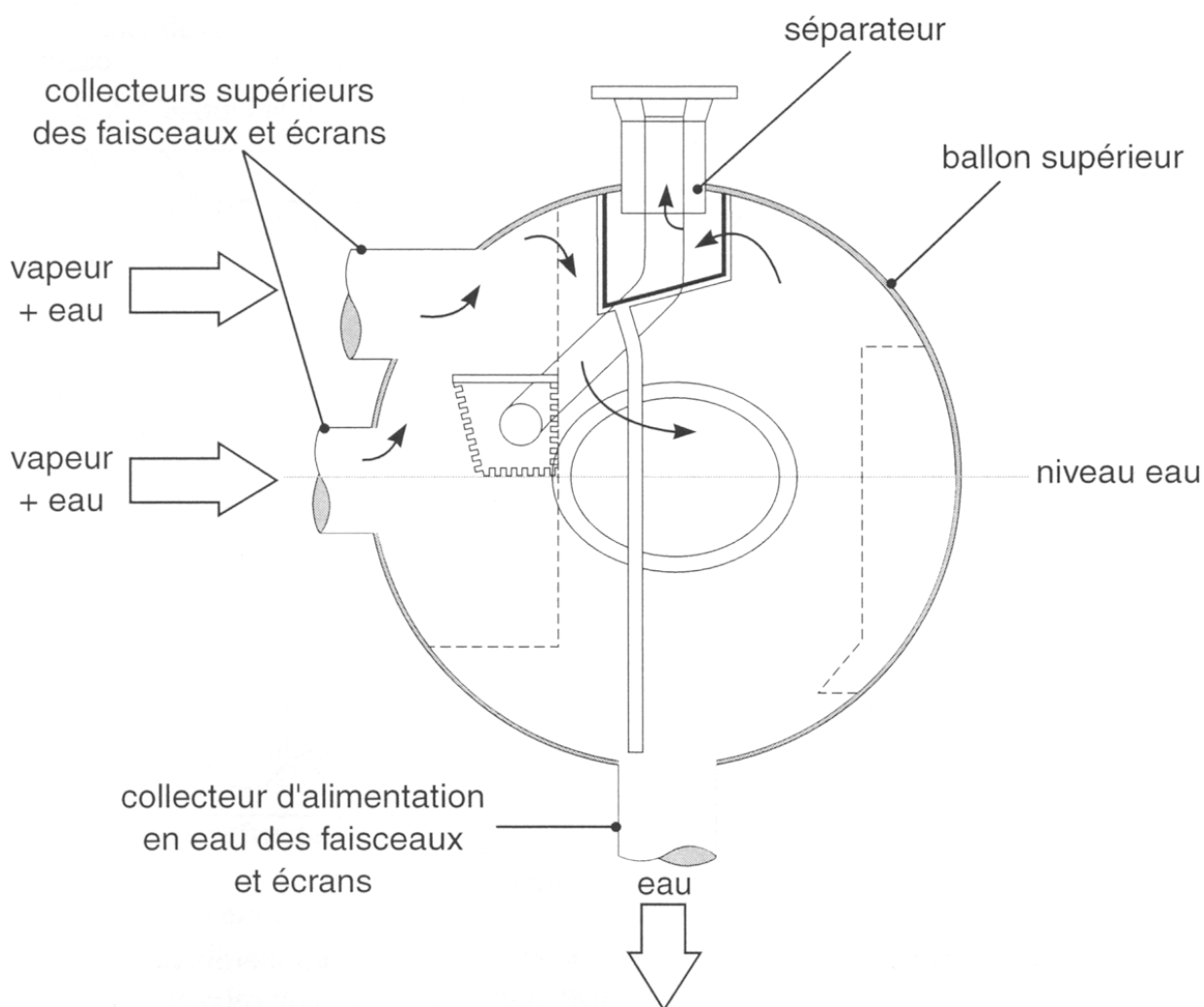
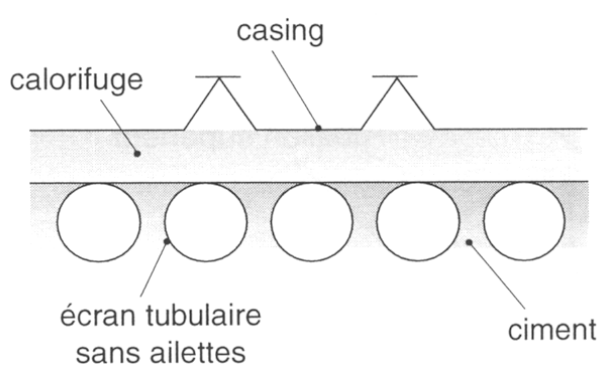


Figure 25:Ballon supérieur

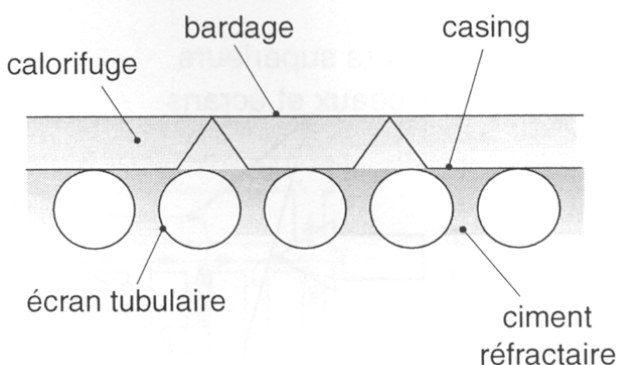
5.3.2. Casings

Des écrans des tubes raccordés aux collecteurs de la structure tubulaire constituent les parois des foyers et des chambres où sont situés les faisceaux de tubes vaporisateurs, surchauffeurs, économiseurs.

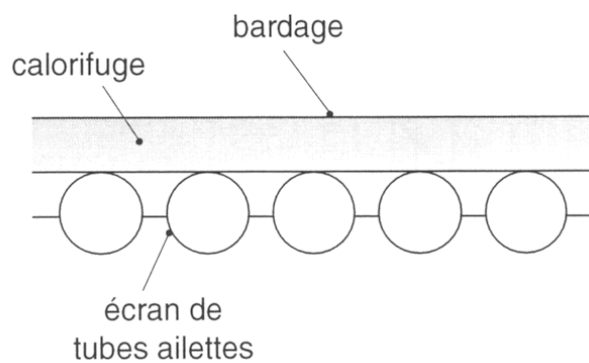
Ces parois forment une enveloppe et/ou un casing chaud ou froid, étanche ou non aux fumées de combustion. Les figures ci-dessous montrent les principales configurations.



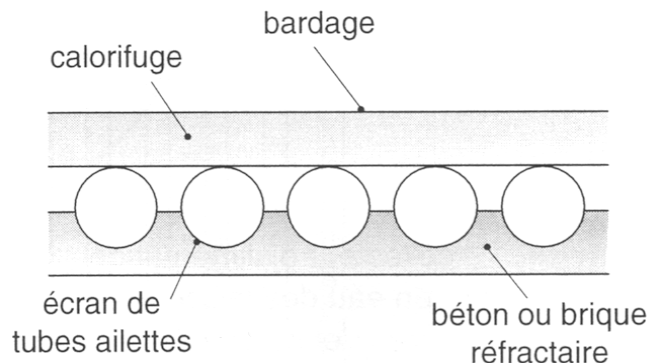
Casing froid



Casing chaud



Panneau / membrane nu



Panneau / membrane protégé par réfractaire

Figure 26: Schéma des configurations de casings

Le choix des casings dépend de l'application :

- ✚ Pression des fumées (pression positive ou négative/dépression)
- ✚ Qualité des fumées (acidité, présence de chlore, de composés sulfurés etc....)
- ✚ Température de fusion des cendres volantes (qui peuvent nécessiter une limitation de température dans la chambre de combustion)

Casing froid

La tôle support de calorifuge est extérieure. Le calorifuge est entre écran tubulaire et casing.

Cette construction est choisie sur les générateurs fonctionnant en dépression. Sur des chaudières pressurisées les infiltrations au travers du calorifuge non étanche, peuvent provoquer des condensations corrosives en présence de dérivés soufrés.

Casing chaud

La tôle support de calorifuge est intérieure. Elle se trouve entre écran tubulaire et calorifuge.

Ce montage est propice aux chaudières pressurisées car il évite les condensations corrosives du fait de la température casing maintenue élevée.

Comme le calorifuge est placé à l'extérieur, il est souvent protégé par un bardage.

5.3.3. Panneaux-membrane

Les écrans des unités importantes sont faits de tubes pleins à ailettes soudées. Ces ailettes permettent de supprimer les tôles de casing.

Le calorifuge est placé à l'extérieur, il est protégé par un bardage.

L'inconvénient de ce montage est la difficulté du remplacement éventuel des tubes.

5.3.4. Sole réfractaire

Certaines chaudières ont une sole réfractaire, ce qui permet une meilleure circulation d'eau des écrans à l'allumage (au démarrage). La sole qui recouvre les tubes d'eau très faiblement inclinés empêche la vaporisation à cet endroit.

5.3.5. Foyer ou Chambre de combustion

Quand les brûleurs sont situés verticalement, ils passent en général au travers d'une nappe de tubes vaporisateurs qui est modifiée à cet endroit pour permettre le passage des brûleurs puis ils sont entourés à ce niveau d'un écran de briques réfractaires (ouvreau) dont la forme permet le maintien de la flamme.

C'est le seul matériau qui non refroidi soit capable de résister dans le temps aux très hautes températures obtenues dans la chambre de combustion. Les autres matériaux fondent.

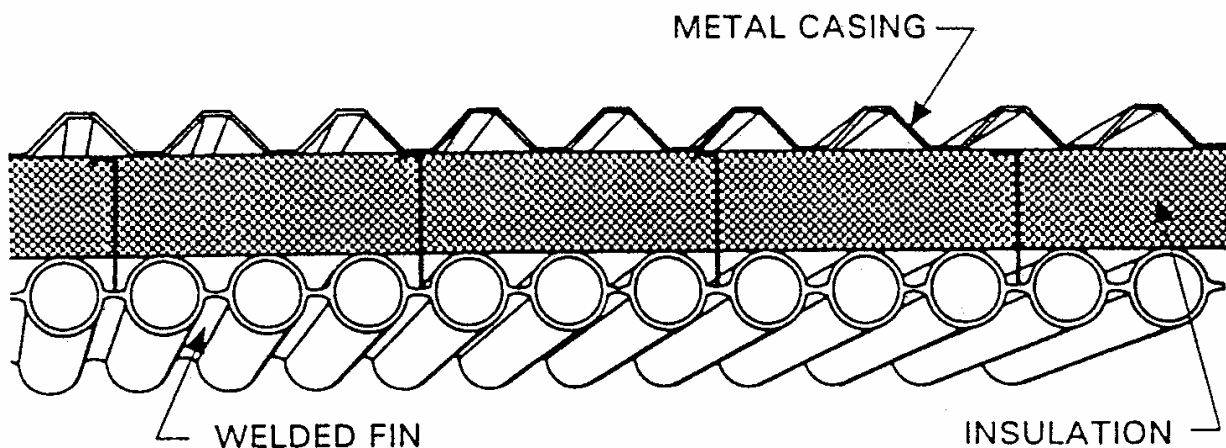


Figure 27: Exemple de casing froid

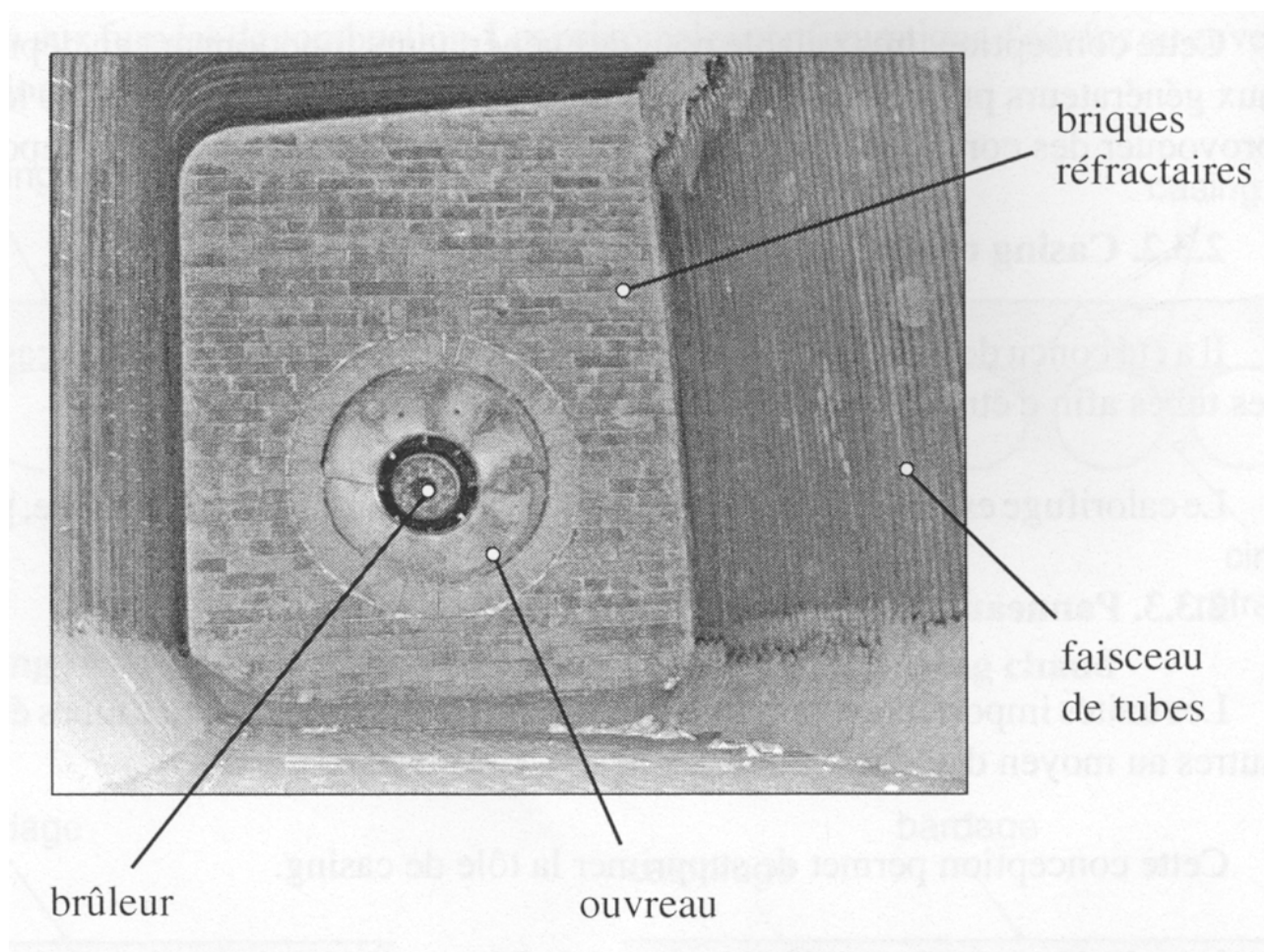


Figure 28: Exemple de brûleur entouré de briques réfractaires

5.3.6. *Ballon inférieur*

C'est un cylindre horizontal situé à la partie la plus basse qui permet d'abord de distribuer l'eau et accessoirement de décanter les parties solides (sels et impuretés) en suspension dans l'eau qui seront éliminées par extraction de fond, afin d'éviter la formation de dépôts dans les tubes.

Un entartrage des tubes peut provoquer leur rupture car ce dépôt côté eau est un isolant entre gaz et eau (le tube moins refroidi peut fondre).

6. LES EQUIPEMENTS DES CHAUDIERES A TUBES D'EAU

6.1. ECONOMISEUR ET RECHAUFFEUR D'AIR

L'économiseur est un faisceau tubulaire placé dans l'échappement des fumées qui permet de récupérer des calories disponibles dans les fumées en réchauffant l'eau d'alimentation du ballon de la chaudière.

Si par design la température des fumées en sortie d'économiseur est assez haute, un réchauffeur de l'air de combustion peut être installé.

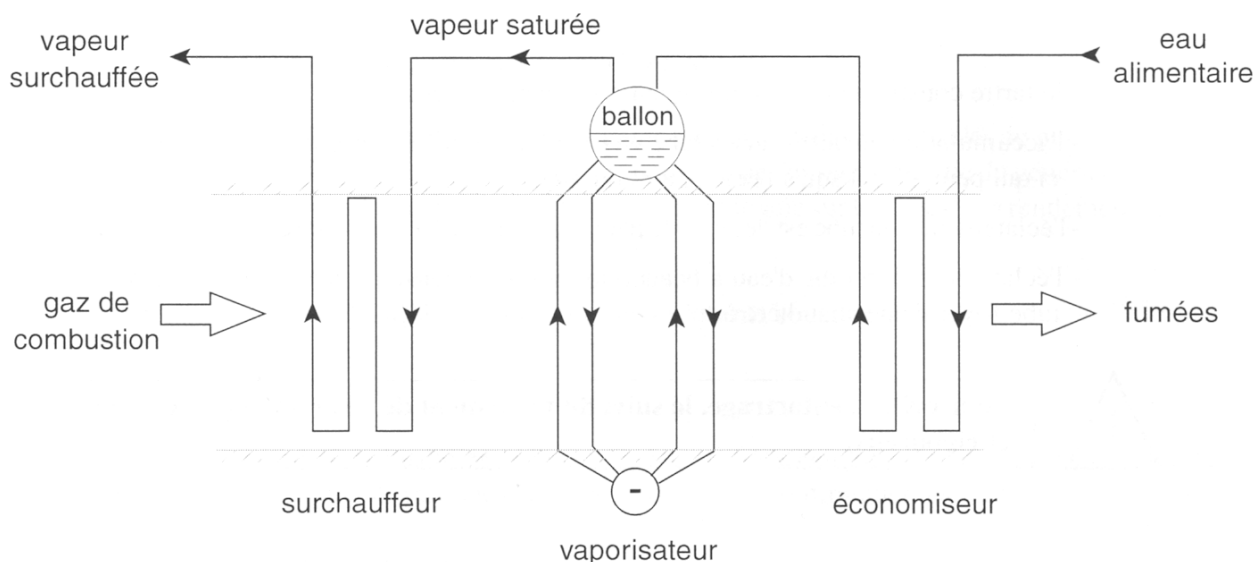


Figure 29:Schéma de l'économiseur et du surchauffeur

Quand le combustible contient du soufre il est important que la température de sortie de l'économiseur reste au-dessus du point de rosée pour éviter des condensations acides.

Il peut exister une vanne de régulation de température qui actionne une vanne 3 voies by-pass de l'eau d'alimentation comme montré dans la figure suivante.

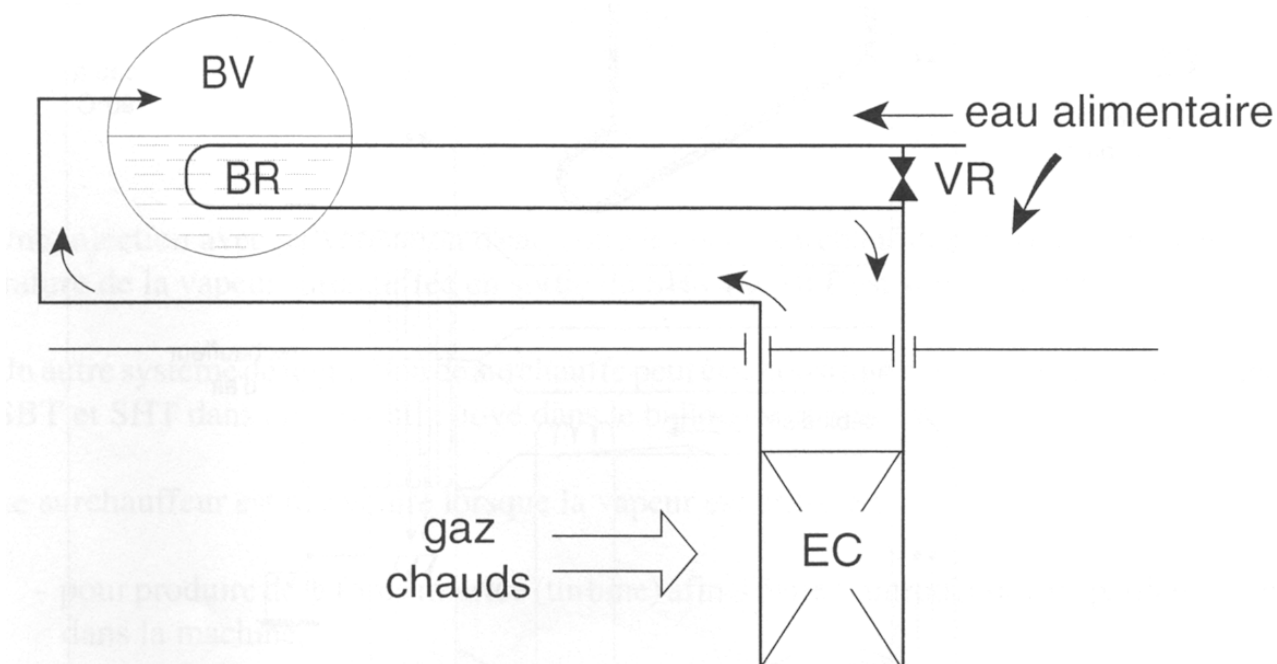


Figure 30: Schema du contrôle de température fumées en sortie d'économiseur

6.2. SURCHAUFFEURS ET DESURCHAUFFEURS

6.2.1. Principe de la surchauffe

Le principe est schématisé sur les deux figures suivantes. La vapeur saturée sèche sort du générateur de vapeur et un appoint de calories est apporté à pression constante.

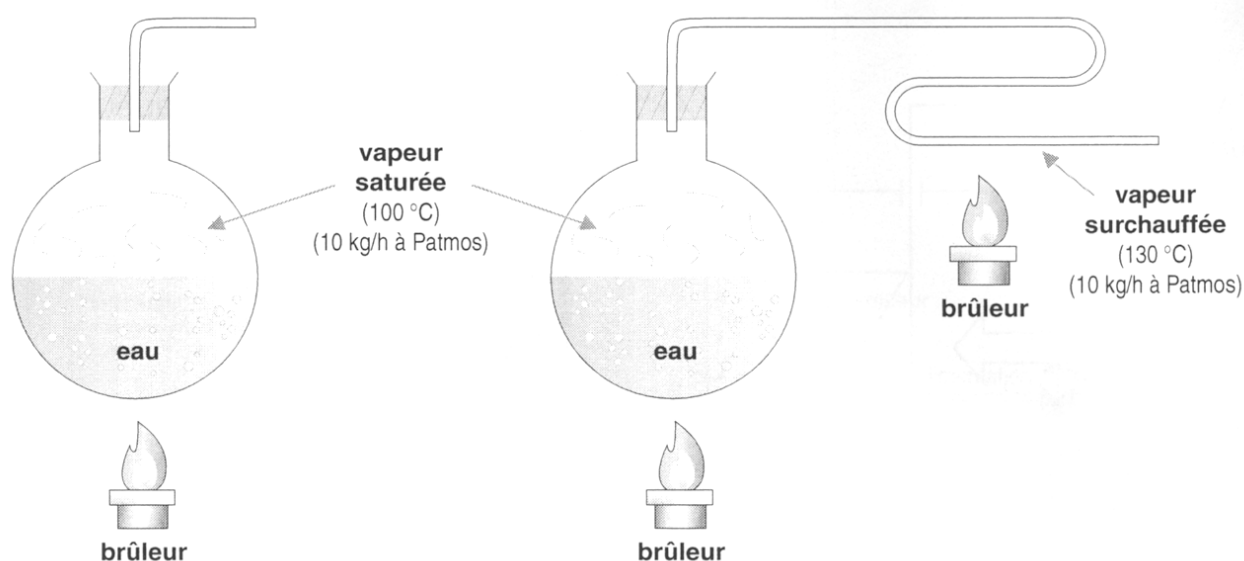


Figure 31: Principe de production de vapeur surchauffée

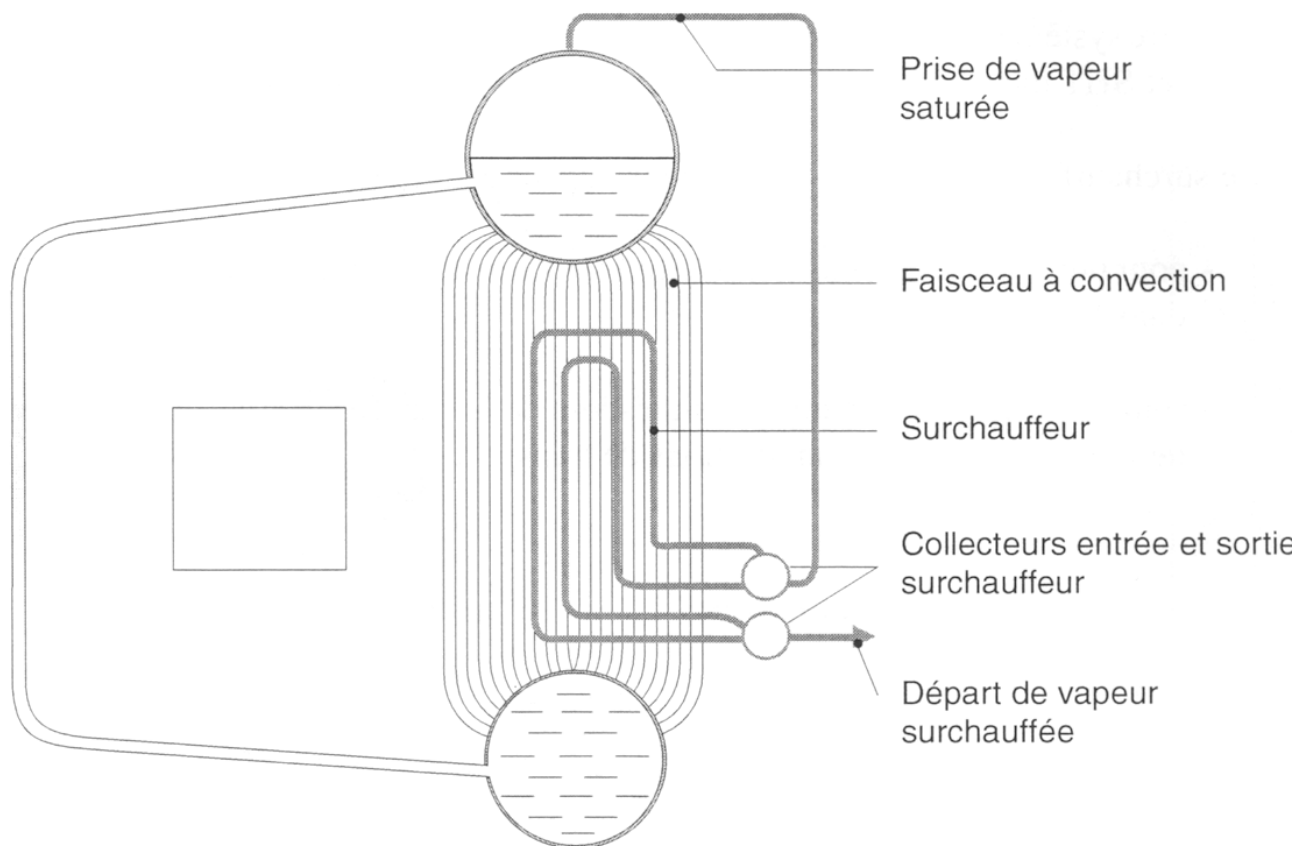


Figure 32: Schéma de la surchauffe dans une chaudière à tubes d'eau

Les surchauffeurs permettent de transformer la vapeur saturée en vapeur sèche, donc de limiter le risque de gouttelettes d'eau sur les ailettes de turbine (risque de rupture).

Ils sont positionnés dans la partie la plus chaude du circuit des fumées qui est selon le type de construction de la chaudière soit au plafond (surchauffeur à chaleur radiante / « radiant superheater ») soit dans le circuit des gaz chauds à la sortie de la chambre de combustion (surchauffeur à convection « convection superheater »).

Dans certaines chaudières les surchauffeurs sont positionnés pour bénéficier des deux types de chaleur radiante et convection.

Ils sont constitués d'acier chrome-molybdène.

6.2.2. Reglage de la temperature de surchauffe

Pour la production de vapeur surchauffée, des éléments tubulaires (faisceau surchauffeur) sont placés dans le circuit des gaz chauds.

Le plus souvent il existe 2 faisceaux en série (surchauffeur basse température SBT et haute température SHT) avec une injection d'eau entre les deux pour permettre un ajustement fin de la température de sortie de vapeur surchauffée.

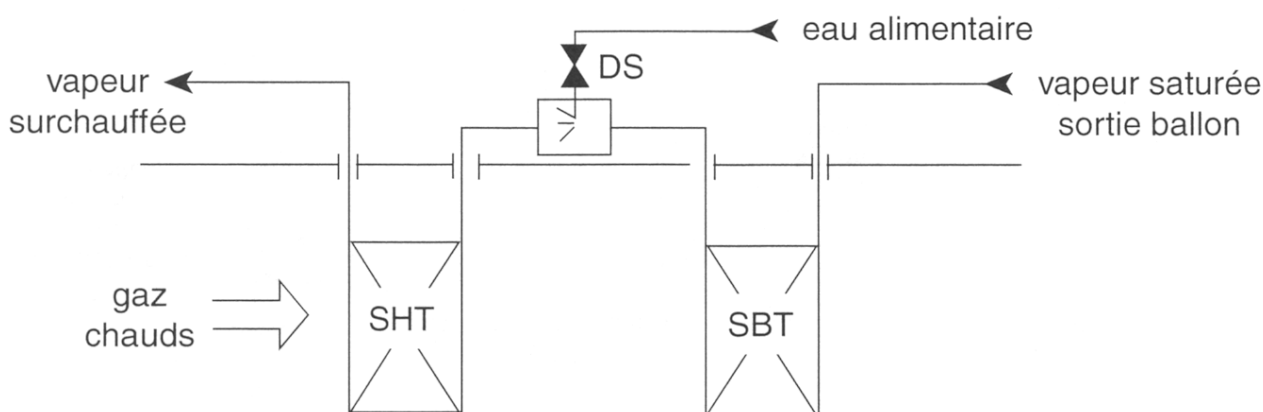


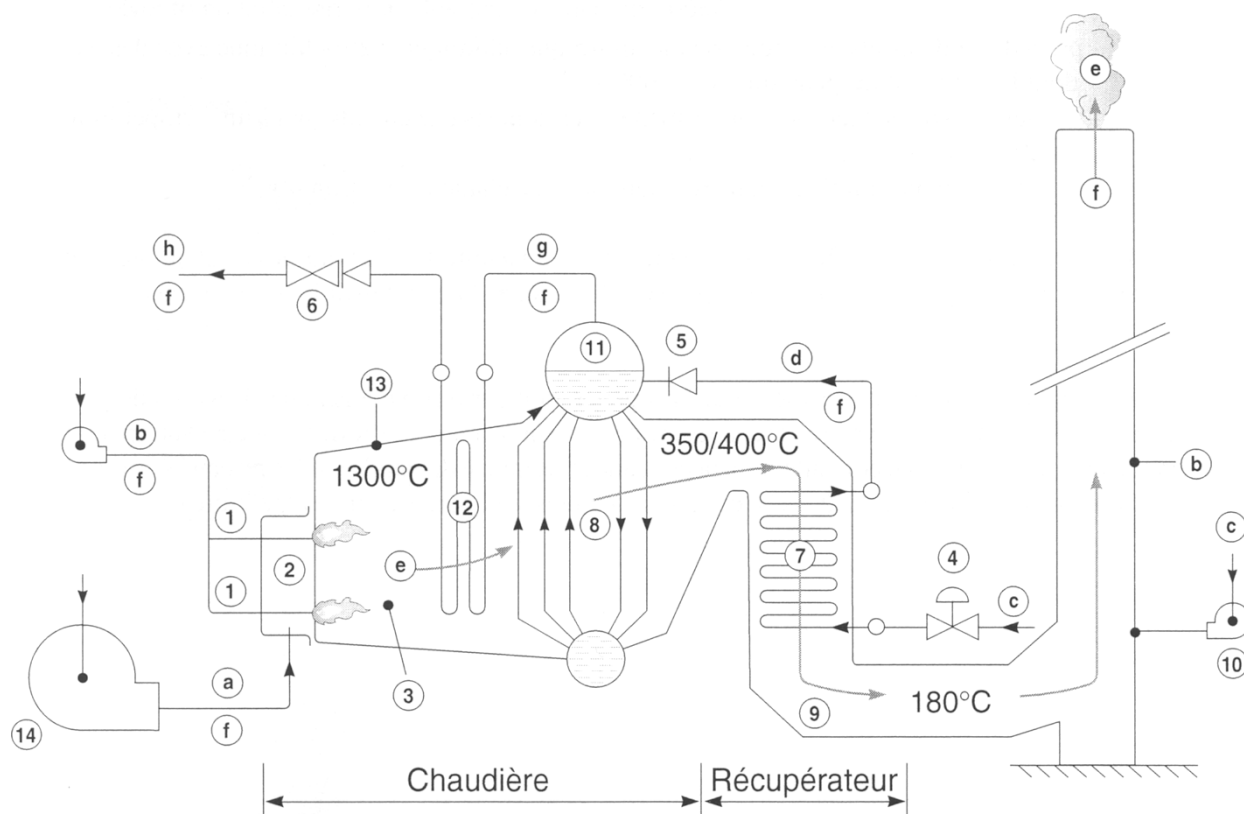
Figure 33:Schéma de principe des surchauffeurs

Au lieu d'une injection d'eau, le réglage de température de surchauffe peut se faire par un serpentin situé entre SHT et SBT et placé dans le ballon supérieur. On récupère ainsi des calories.

Le contrôle de température de surchauffe est expliqué dans le chapitre des boucles de régulation.

6.3. CHAUDIERE A TUBES D'EAU ET SES EQUIPEMENTS

Elle est représentée schématiquement ci-dessous.



<i>a – Air comburant</i>	<i>1 - Brûleur</i>	<i>8 - Faisceau vaporiseur</i>
<i>b - Combustible</i>	<i>2 - Coffre d'air</i>	<i>9 - Gaine de fumées</i>
<i>c – Eau d'alimentation</i>	<i>3 - Chambre de combustion ou foyer</i>	<i>10 - Pompe alimentaire</i>
<i>d – Eau chaude</i>	<i>4 - Vanne régulatrice</i>	<i>11 - Réservoir</i>
<i>e - Fumées</i>	<i>5 - Clapet</i>	<i>12 - Surchauffeur</i>
<i>f – Débit massique</i>	<i>6 - Vanne et clapet de sortie de vapeur</i>	<i>13 – Tubes de parois du foyer</i>
<i>g – Vapeur saturée</i>	<i>7 - Economiseur</i>	<i>14 – Ventilateur de soufflage</i>
<i>h – Vapeur surchauffée</i>		

Figure 34: Schéma d'une chaudière à tubes d'eau et ses équipements

6.3.1. Les systèmes de combustion

Le rendement optimisé d'une chaudière se fait au niveau du réglage de la flamme pour obtenir le moins de perte par chaleur sensible.

6.3.1.1. Distribution de l'air

Principe du contrôle du débit d'air

L'air de ventilation arrive dans la boîte à vent (figure 25) puis est injecté dans la chambre de combustion au travers de ventelles.

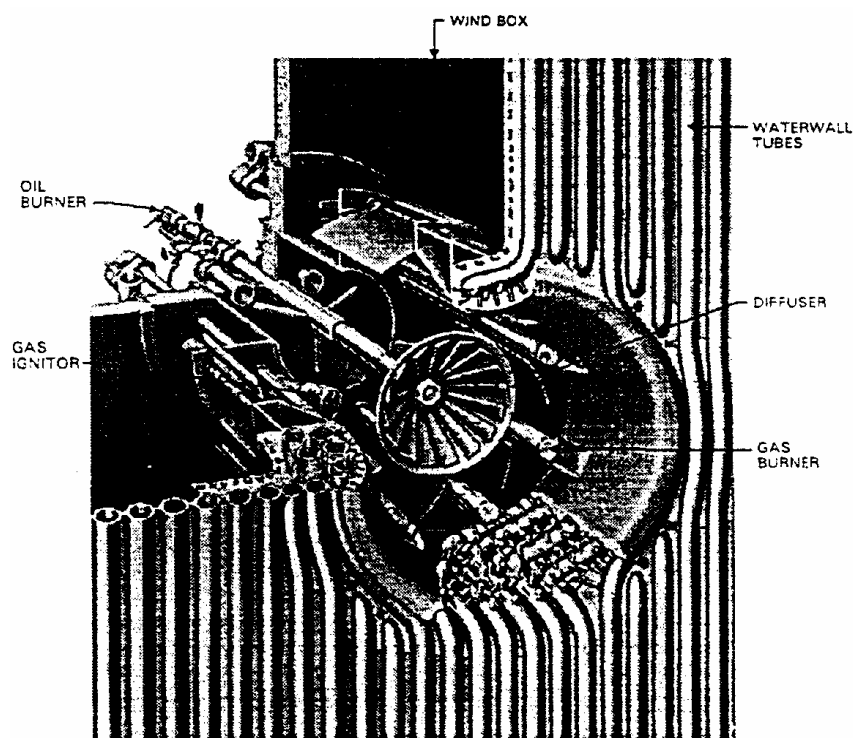


Figure 35: Vue éclatée du principe d'un système aéraulique d'un brûleur

Comme montré dans les croquis suivants, il existe 2 types de ventelles pour :

✚ Les brûleurs à ailettes de turbulence :

Les ventelles permettent le réglage du rapport air-combustible, tandis que le pôle de fond de boîte (lanterne) communique à l'air un mouvement de rotation sur le nez du brûleur.

Les sens de rotation du combustible à la sortie est inverse de celui de l'air permettant ainsi un bon mélange.

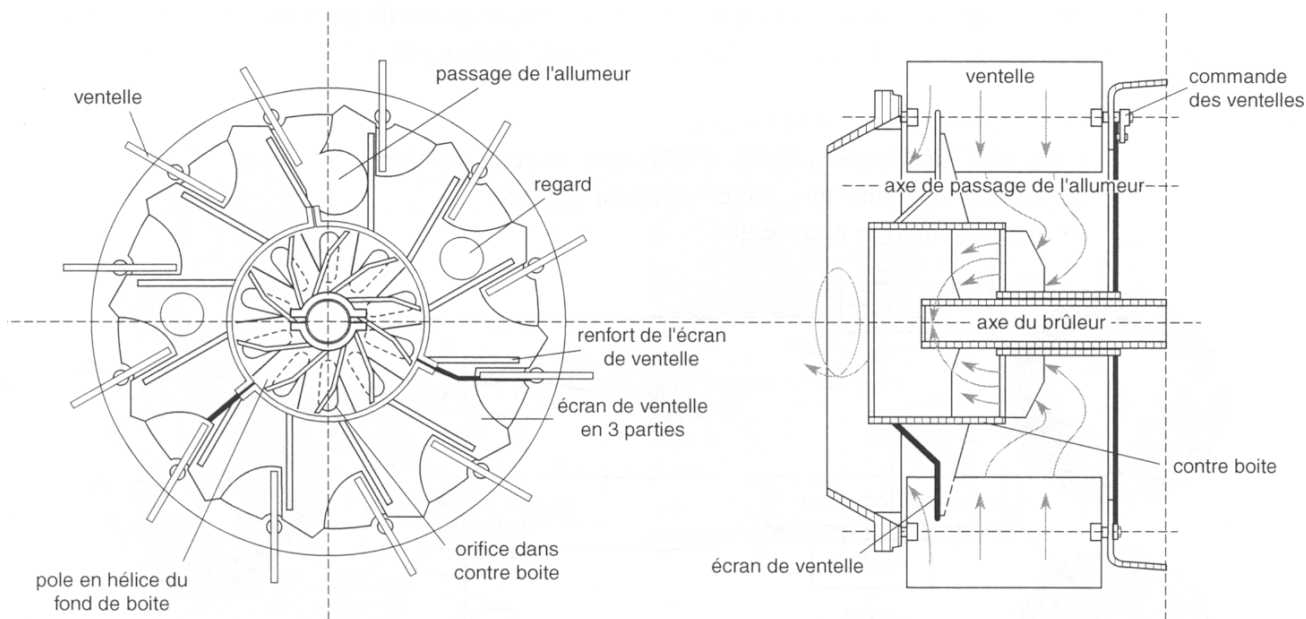


Figure 36: brûleur à ailette de turbulence

⊕ Les brûleurs à flux axial :

L'air soufflé pénètre parallèlement à l'axe du brûleur par une tuyère. La flamme est stabilisée par la rosace centrale. L'adaptation de la flamme se fait par le remplacement de cette rosace.

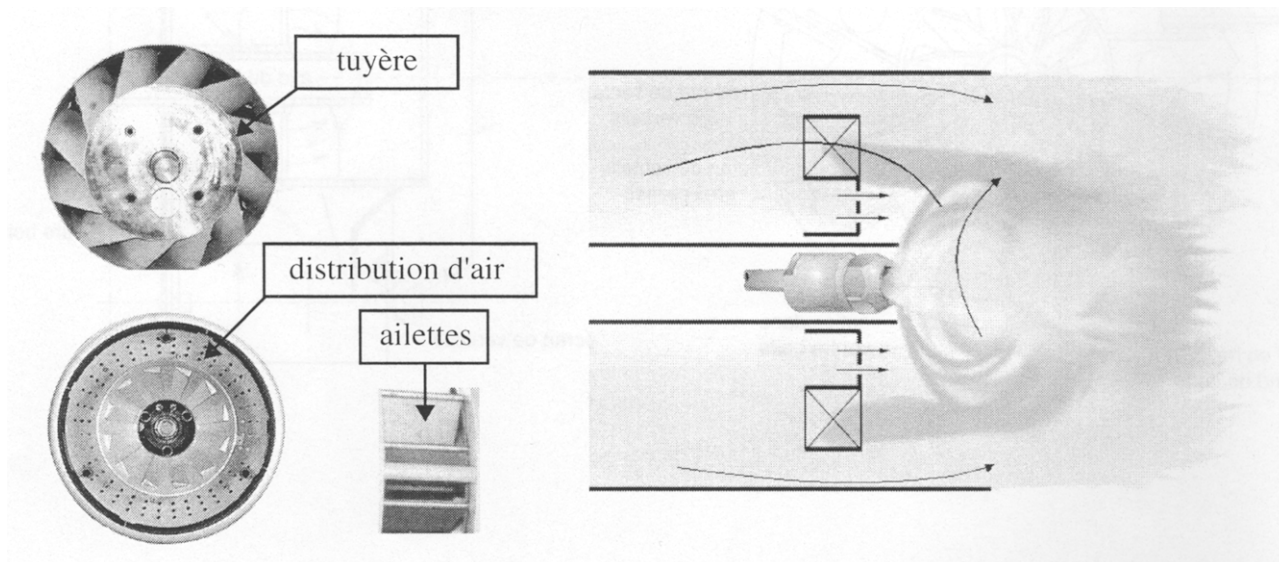


Figure 37: Brûleur à flux axial

Conditions d'une bonne combustion

Pour que l'air et le combustible se mélangent correctement il faut :

- ✚ Rotation de l'air de combustion
- ✚ Injection du combustible en sens inverse de cette rotation
- ✚ Une diffusion large pour le fuel gaz
- ✚ Pulvérisation en fines gouttelettes du fuel liquide. Noter que les pastilles au nez de brûleur sont conçues pour fonctionner à une viscosité donnée. Dans le cas de fuel lourd (bunkers), leur température de réchauffage doit correspondre à l'obtention de cette viscosité. A faible débit, de la vapeur d'assistance injecté au niveau du gicleur est nécessaire pour maintenir une bonne pulvérisation.

L'augmentation du débit d'air peut provoquer le décrochage de la flamme du nez de brûleur et la « souffler ». L'accrochage de la flamme est réalisé par l'obtention d'une zone où la vitesse de l'air est nulle.

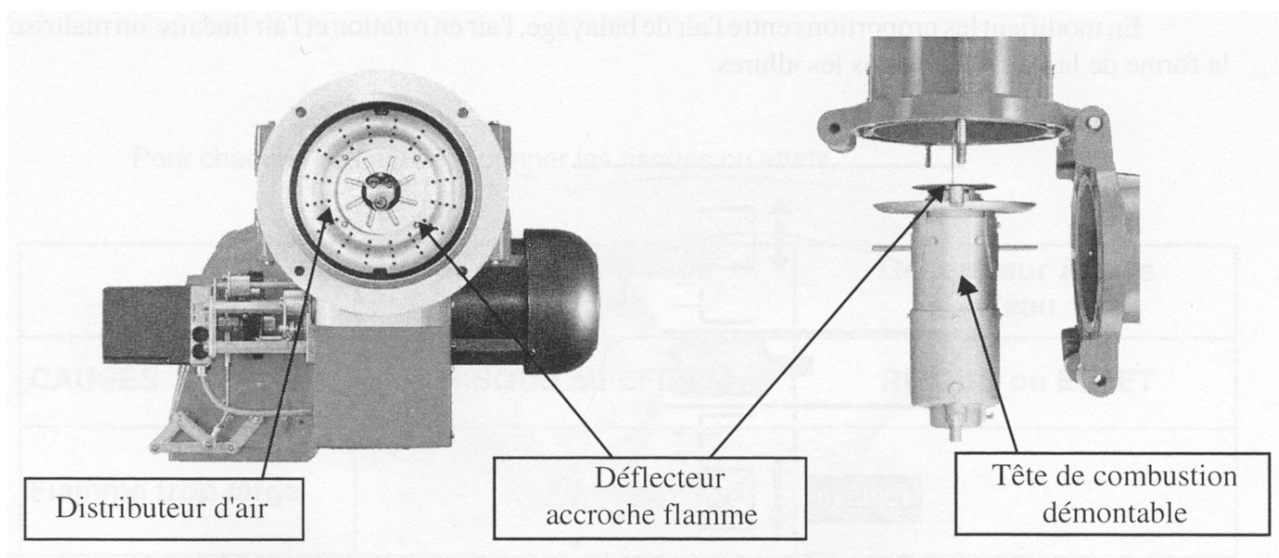


Figure 38: Brûleur monobloc à air soufflé

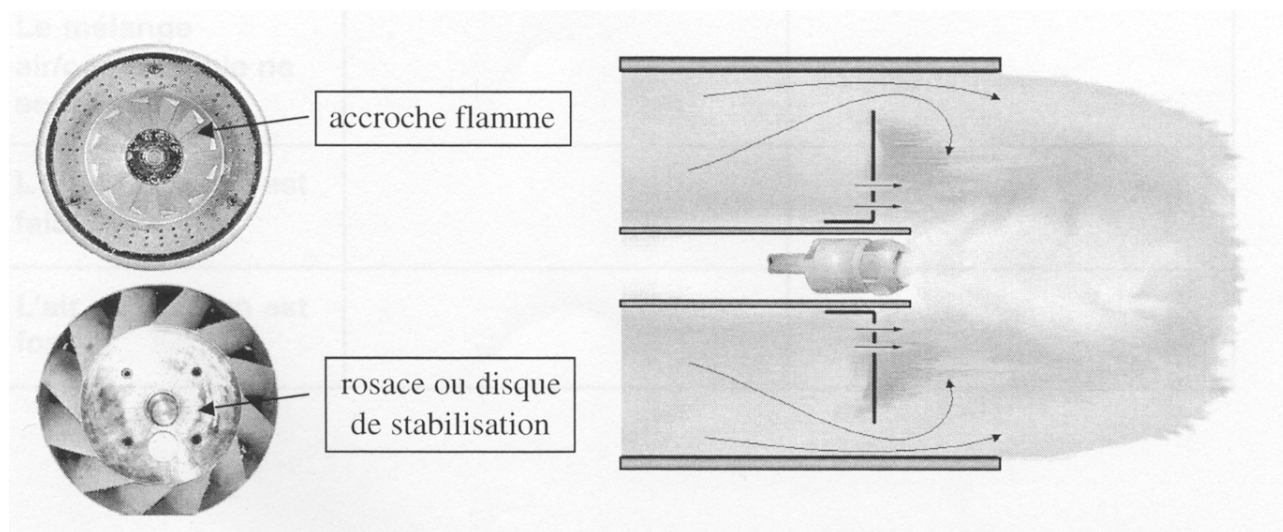


Figure 39: Exemples de rosaces de stabilisation

Une bonne combustion exige une bonne maîtrise des dimensions de la flamme. Ceci est obtenu en modifiant les proportions entre air de balayage, air en rotation et air linéaire en maîtrisant la flamme à toutes les allures.

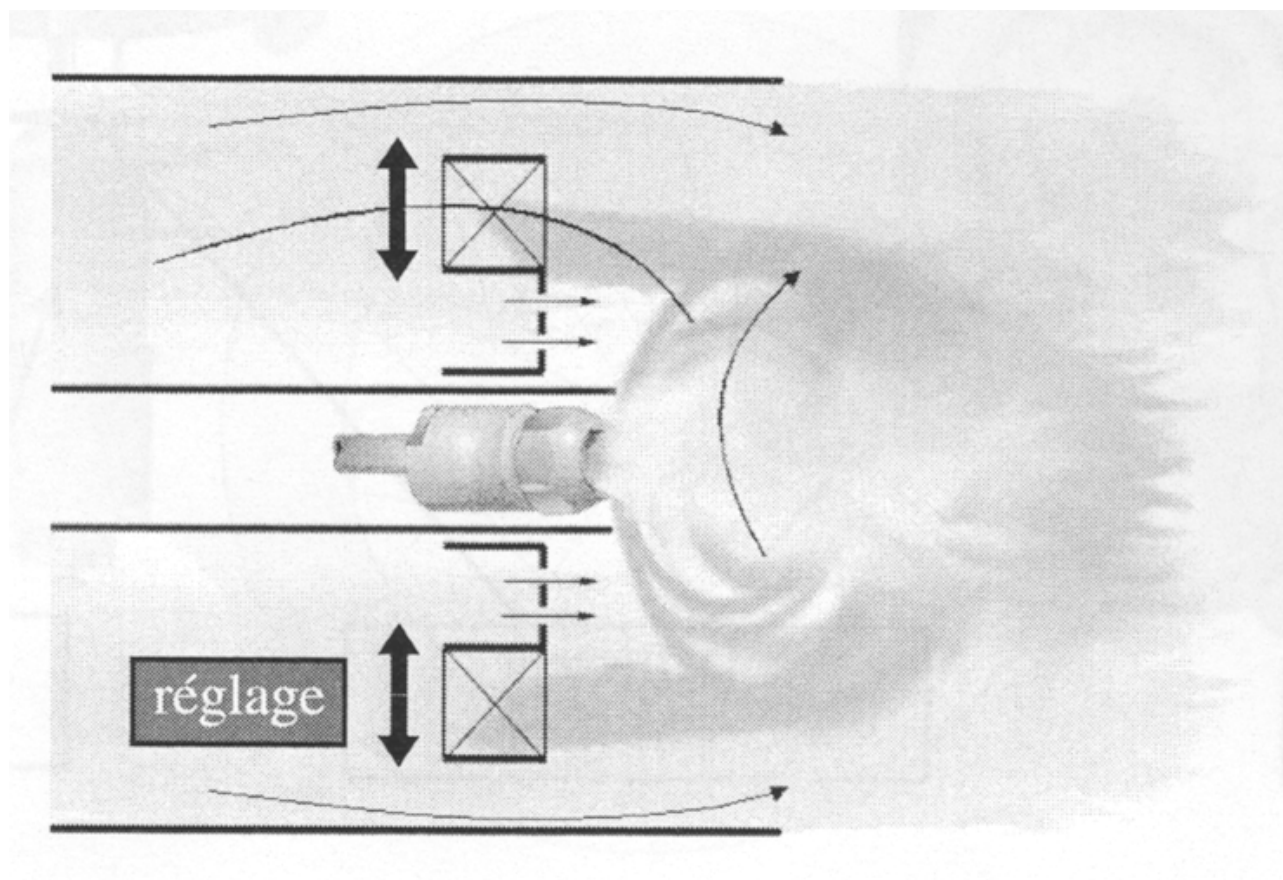


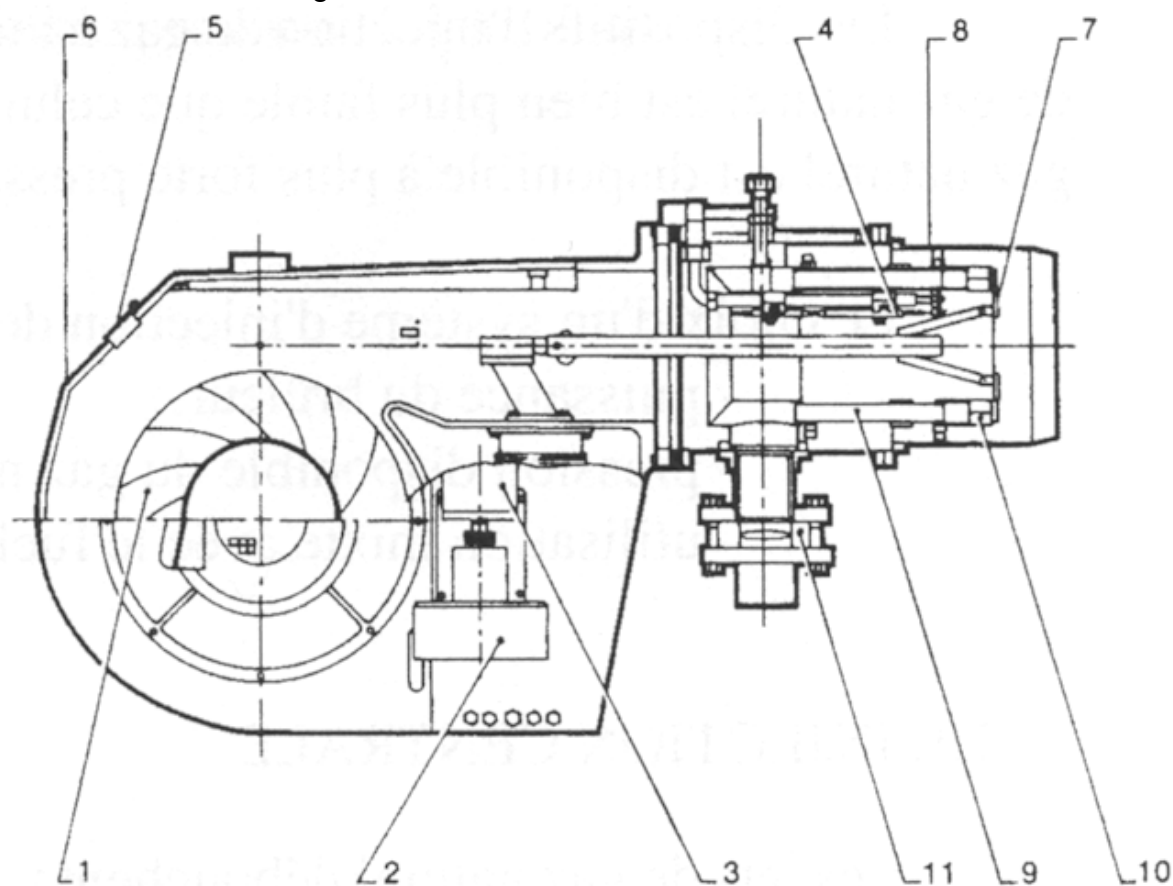
Figure 40: Réglage de la flamme

6.3.1.2. Brûleurs a gaz

Brûleurs monoblocs à air soufflé (pour chaudières de faible puissance (jusqu'à 7 MW ou 20 T/h)

Ils sont constitués :

- ✚ D'un ventilateur d'air de combustion
- ✚ Des organes d'allumage (electrodes)
- ✚ Des organes de sécurité (pressostat d'air, de gaz, sonde d'ionisation ou cellule coffret de sécurité)
- ✚ Des organes de régulation (vanne magnétique et coffret)
- ✚ De la détection de gaz



- 1 – Turbine de ventilation
- 2 – Rose de réglage des débits (air et gaz)
- 3 – Servo-moteur de modulation
- 4 – Electrode d'allumage
- 5 – Viseur de flamme
- 6 – Corps du brûleur

- 7 – Accroche flamme
- 8 – Directeur d'air
- 9 – Tube d'arrivée gaz
- 10 – Injecteur gaz
- 11 – Papillon de réglage gaz

Figure 41: Brûleur monobloc (1)

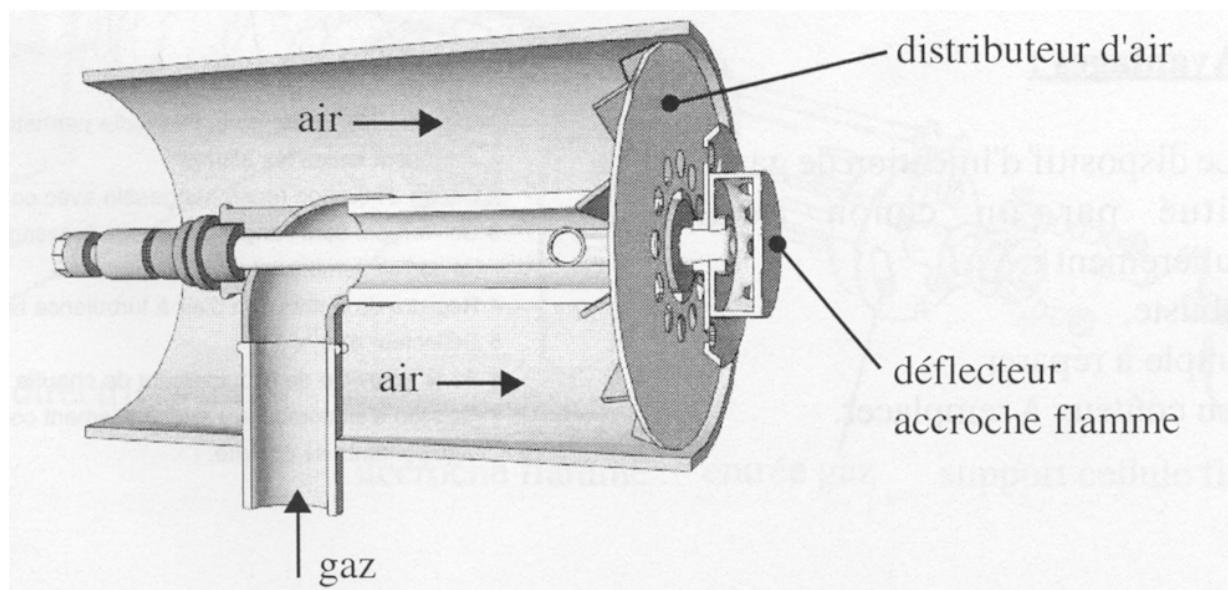


Figure 42: Brûleur monobloc (2)

Le brûleur monobloc à air soufflé

Les brûleurs de gaz naturel doivent satisfaire les exigences suivantes :

- ⊕ Assurer le mélange intime air-gaz de façon à obtenir la meilleure combustion possible
- ⊕ Assurer à toute les allures un ratio air-gaz se rapprochant au mieux des conditions neutres. C'est-à-dire que ce mélange devra se situer à l'intérieur des limites de d'inflammabilité avec une large marge de sécurité

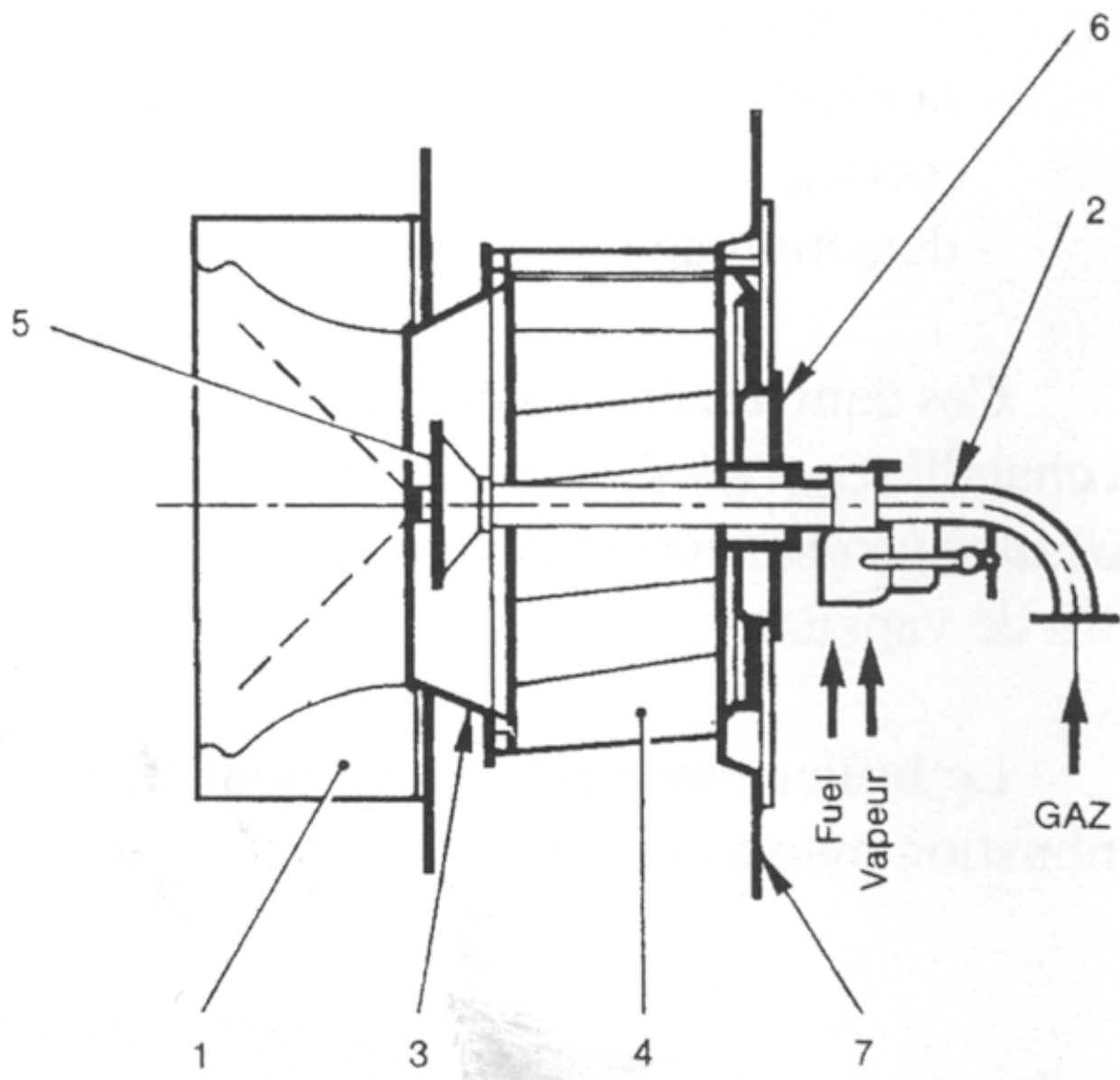
Dispositifs d'injection de gaz

Ces dispositifs sont de petite dimension car le volume de gaz naturel est 11 fois plus faible que l'air et le gaz est disponible à forte pression.

Le choix du système de brûleur dépend :

- ⊕ De la puissance (capacité) du brûleur
- ⊕ De la pression et nature du gaz naturel disponible
- ⊕ De l'utilisation mixte avec le fuel-oil

On trouve des dispositifs à **injection centrale** et des dispositifs **annulaires multijets** très répandus pour les brûleurs de moyenne et forte puissance (voir schémas suivants). Les brûleurs annulaires multijets sont sur une couronne de gicleurs logée au col de l'ouvrage réfractaire.



- 1 – Ouvreau réfractaire de profil étudié permettant de stabiliser la flamme à toutes les allures
- 2 – Canon d'injection (interchangeable avec canon fuel)
- 3 – Convergent dont l'angle favorise le brassage intime du gaz naturel et de l'air comburant
- 4 – Registre de distribution d'air à turbulence réglable
- 5 – Déflecteur d'air
- 6 – Porte amovible de l'équipement de chauffe
- 7 – Caisson d'air comburant éventuellement commun à plusieurs équipements de chauffe

Figure 43: brûleur à gaz à injection centrale

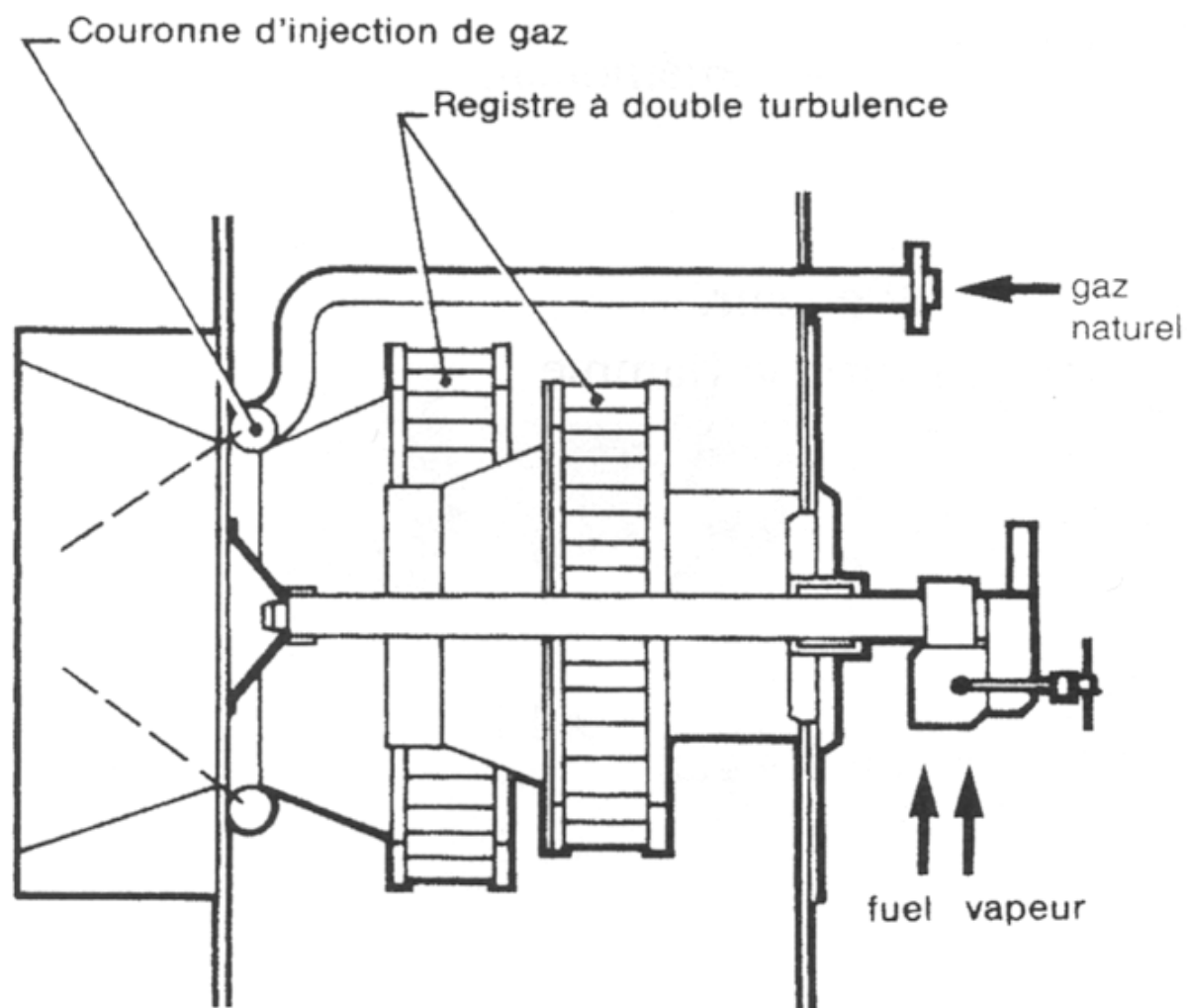


Figure 44: Brûleur annulaire multijets

Le dispositif à injection centrale est robuste, facile à réparer et économique.

Son inconvénient est la nécessité de disposer d'une pression de gaz supérieure à 1 bg contrairement au système annulaire multijets qui permet de travailler avec des pressions basses (de l'ordre de 0,1 à 1 bg)

Le brûleur MAT RPD

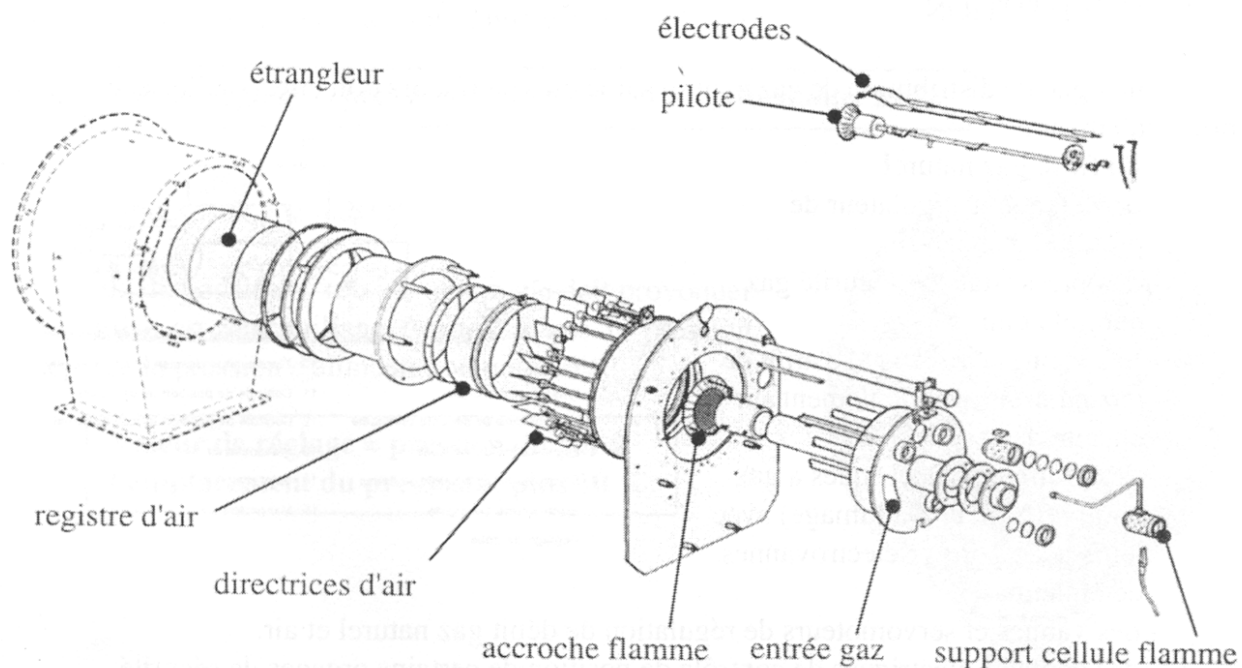


Figure 45: Vue d'ensemble d'un brûleur MAT RPD

Le gaz arrive dans le flux d'air avant le déflecteur

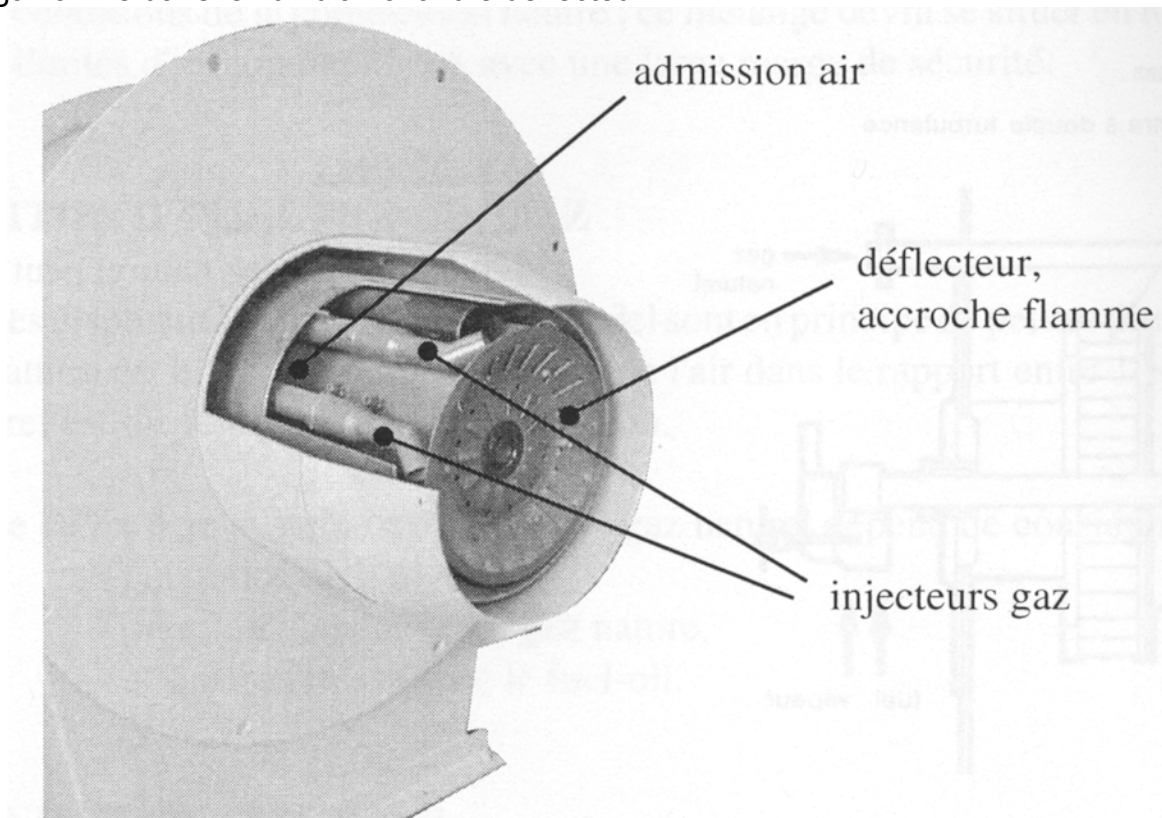
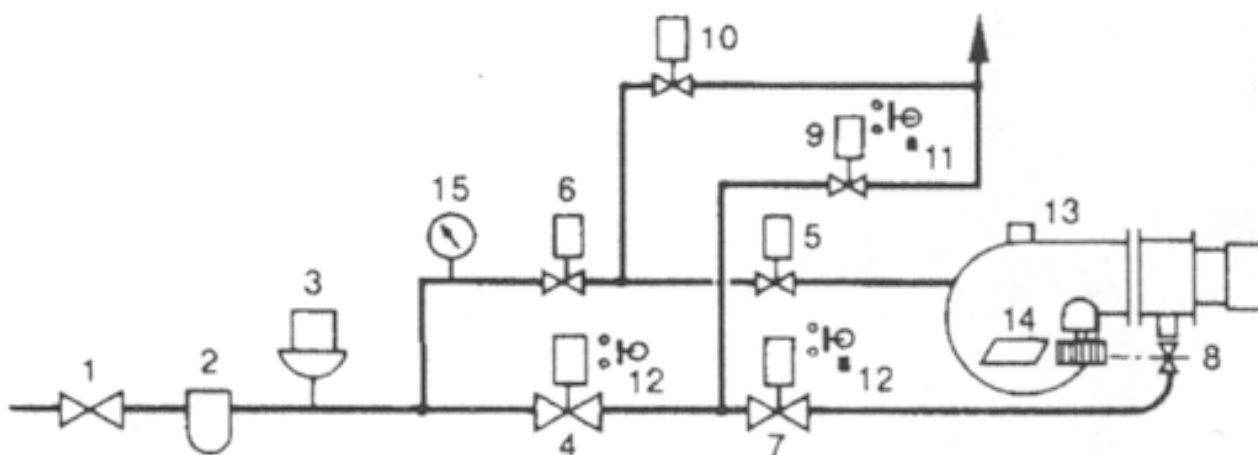


Figure 46: Tête de combustion du brûleur MAT RPD

Rampe d'alimentation des brûleurs à gaz

La ligne typique est schématisée ci-dessous. Elle comprend :

- ✚ Un filtre de gaz naturel
- ✚ Un détendeur-régulateur de pression du gaz
- ✚ Des pressostats de sécurité gaz et air
- ✚ Des vannes de sécurité d'arrêt de gaz (éventuellement sur chaque brûleur)
- ✚ Des allumeurs électriques à gaz naturel (brûleurs d'allumage) avec leurs accessoires (electrovannes et détendeurs)
- ✚ Des vannes et servo-moteurs de régulation de débit gaz et air
- ✚ Des contacts électriques de contrôle de position de certains oprganes de sécurité
- ✚ Des appareils de contrôle : manomètres, indicateur de débit
- ✚ Des robinets manuels de sectionnement



- | | |
|---|---|
| 1 – Vanne manuelle d'arrêt (1/4 tour) | 9 – Electrovanne de mise à l'air (principale) |
| 2 – Filtre | 10 – Electrovanne de mise à l'air (veilleuse) |
| 3 – Pressostat mini / maxi | 11 – Contrôle de position (mise à l'air) |
| 4 – Electrovanne de sécurité principale | 12 – Contrôle de position (circuit principal) |
| 5 - Electrovanne de veilleuse | 13 – Pressostat air |
| 6 – Electrovanne de sécurité veilleuse | 14 – Volet d'air |
| 7 – Electrovanne principale | 15 - Manomètre |
| 8 – Réglage de débit | |

Figure 47:Schéma typique d'une rampe d'alimentation des brûleurs gaz

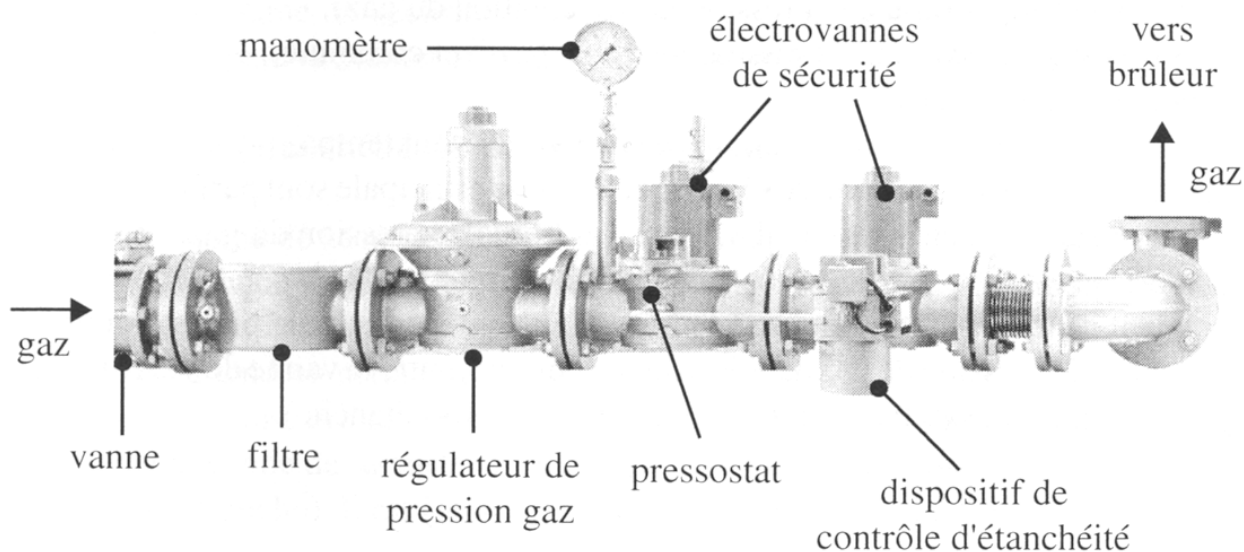


Figure 48: Rampe d'alimentation des brûleurs gaz

Noter que

- ✚ le pressostat mini de gaz est réglé à la valeur de marche normale moins 20%
- ✚ le pressostat maxi de gaz est réglé à la valeur de marche normale plus 10%
- ✚ il faut faire régulièrement des test d'étanchéité des vannes de sécurité et principales.

Démarrage d'un brûleur à gaz

L'autorisation d'allumage nécessite 2 conditions :

- ✚ réarmement manuel de la chaîne des sécurités par bouton poussoir (ceci est possible si aucun défaut n'existe)
- ✚ ordre manuel « marche-brûleur » par commutateur marche/arrêt

La séquence automatique contrôlée par un coffret de sécurité est la suivante :

- ✚ démarrage du ventilateur d'air comburant
- ✚ ouverture des ventelles d'admission d'air pour la préventilation (balayage de la chambre de combustion). Noter que des timers contrôlent les temps de balayage à partir des signaux de pressostats placés sur le circuit d'air (en cas de non balayage un verrouillage a lieu)
- ✚ fermeture des volets d'air et retour à la position d'allumage (débits d'air et combustible minimum)

- ⊕ allumage par transformateur et torche haute tension et contrôle de présence de flamme d'allumage par cellule
- ⊕ admission de combustible et contrôle de présence de flamme d'allumage par cellule flamme après extinction de l'allumeur
- ⊕ autorisation de moduler la charge (régulation simultanée des débits air et combustible)

Tout défaut au cours de cette séquence provoque le verrouillage du brûleur (2 vannes gaz du circuit) avec signal « défaut brûleur ».

Dispositifs de sécurité

En plus des sécurités propres au générateur de vapeur (manque d'eau, excès de pression ...) les contrôles des défauts suivant de la rampe de gaz sont en série et provoquent l'arrêt de la chaudière :

- ⊕ Contrôle du moyen d'allumage (par brûleur ou électrique)
- ⊕ Contrôle de la flamme par cellule sensible aux UV ou par sonde d'ionisation
- ⊕ Contrôle de la pression de gaz par pressostat mini (moins 20% valeur nominale) et maxi (plus 10% valeur nominale)
- ⊕ Contrôle de l'étanchéité des vannes de gaz (pressostat sur les lignes)

Verrouillage ferme						
Arrêt de sécurité						
Arrêt de régulation						
	Démarrage du démarrage	Prébalayage	Préparation du démarrage	Démarrage	Fonctionnement normal	
Autocontrôle du dispositif de contrôle de l'air						
Dispositif de contrôle de l'air						
Dispositif de surveillance de la pression minimale						
Dispositif de surveillance de la pression maximale						
Autocontrôle du dispositif de détection de flamme (y compris la simulation de flamme)						
Système de contrôle d'étanchéité VP>1200 KW						
Contact de bonne position du brûleur						
Clapet de fumée						



Facultatif



Obligatoire

Table 3: Exemple de matrice d'actions

6.3.1.3. Bruleurs a fioul

Pour avoir le meilleur mélange entre air et combustible liquide, il faut avoir la meilleure pulvérisation possible (effet de brouillard)

Il existe 3 modes de pulvérisation :

- ⊕ La pulvérisation mécanique simple et à retour
- ⊕ La pulvérisation assistée par un fluide auxiliaire (air, vapeur)
- ⊕ La pulvérisation par coupelle rotative

Pulvérisation mécanique simple

Une pompe haute pression fournit environ 30 bar de pression aux brûleurs qui sont composés :

- ✚ D'une pièce rainurée appelée atomiseur ou chivane qui imprime au fioul un mouvement giratoire
- ✚ Un orifice calibré soit sur le corps du gicleur soit une pastille rapportée (très utilisé sur les chaudières marine pour adapter les débits à des grandes différences d'allure) d'où le combustible sort pulvérisé avec un débit en forme de cône (figure ci-dessous)

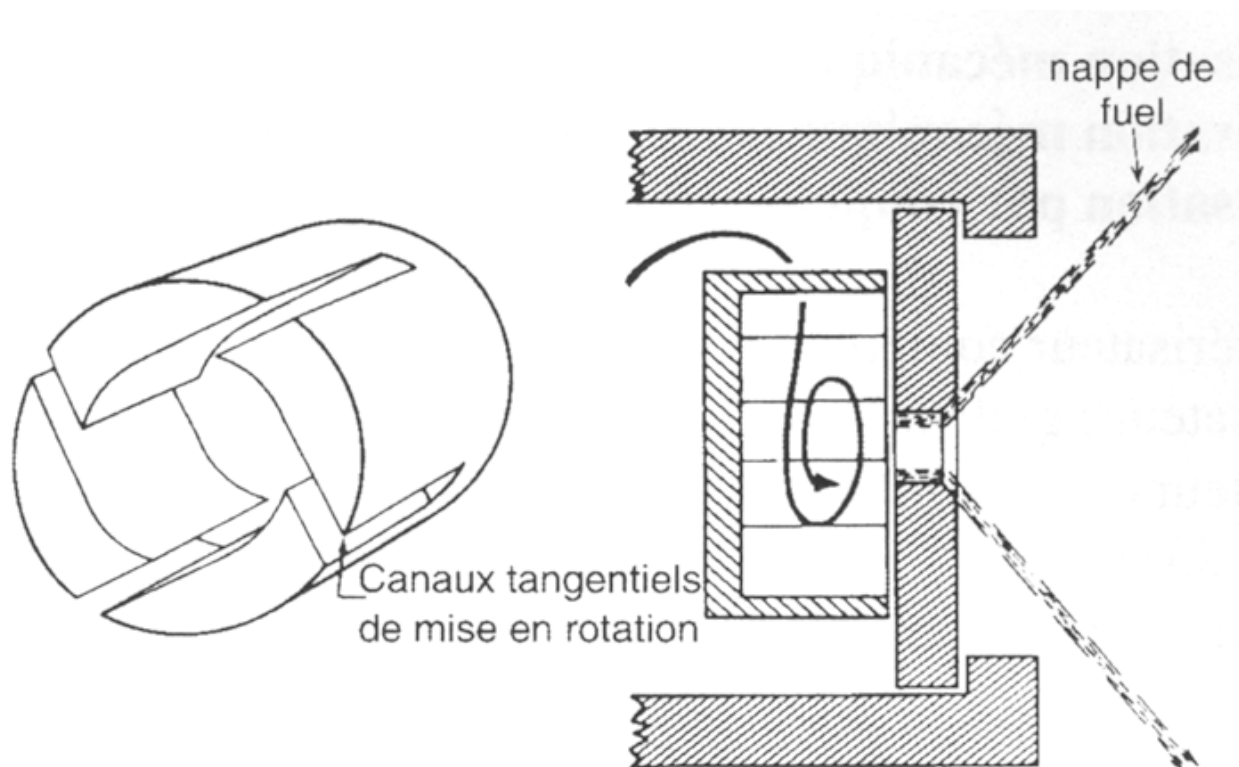


Figure 49: Pastille d'un brûleur industriel sans retour

Les actions qui permettent d'ajuster la pulvérisation sont :

- ✚ Pour augmenter le débit on peut augmenter l'orifice ou/et augmenter la section des canaux de l'atomiseur.
- ✚ Pour agrandir l'angle on peut augmenter la viscosité (en jouant sur la température) on peut aussi augmenter la pression mais le débit augmente
- ✚ Pour améliorer le mélange avec l'air on choisit des sens de rotation inverses

Facteurs jouant sur la pulvérisation

- ✚ Relation pression/débit fioul :

$$Q_f = K \sqrt{P_f} \text{ avec } K = 285$$

Pour $P_f = 10 \text{ bar}$ on calcule $Q_f = 900 \text{ kg/h}$

Pour $P_f = 40 \text{ bar}$ on calcule $Q_f = 1800 \text{ kg/h}$

C'est-à-dire un débit double

- ✚ Relation pression/diamètre des gouttes :

$$\phi = K \times 1 / \sqrt{P_f} \text{ donc à } 10 \text{ bar la pulvérisation est plus mauvaise qu'à } 40 \text{ bar}$$

Les gouttelettes d'un diamètre de moins de $25 \mu\text{m}$ se vaporisent instantanément à la sortie du brûleur.

- ✚ Viscosité :

Une viscosité trop forte induit une perte de charge importante dans le circuit fuel

Une viscosité trop faible réduit l'angle de pulvérisation

La bonne viscosité est entre 15 et 20 Csk

Circuit de régulation de pression de fioul (voir schéma ci-après)

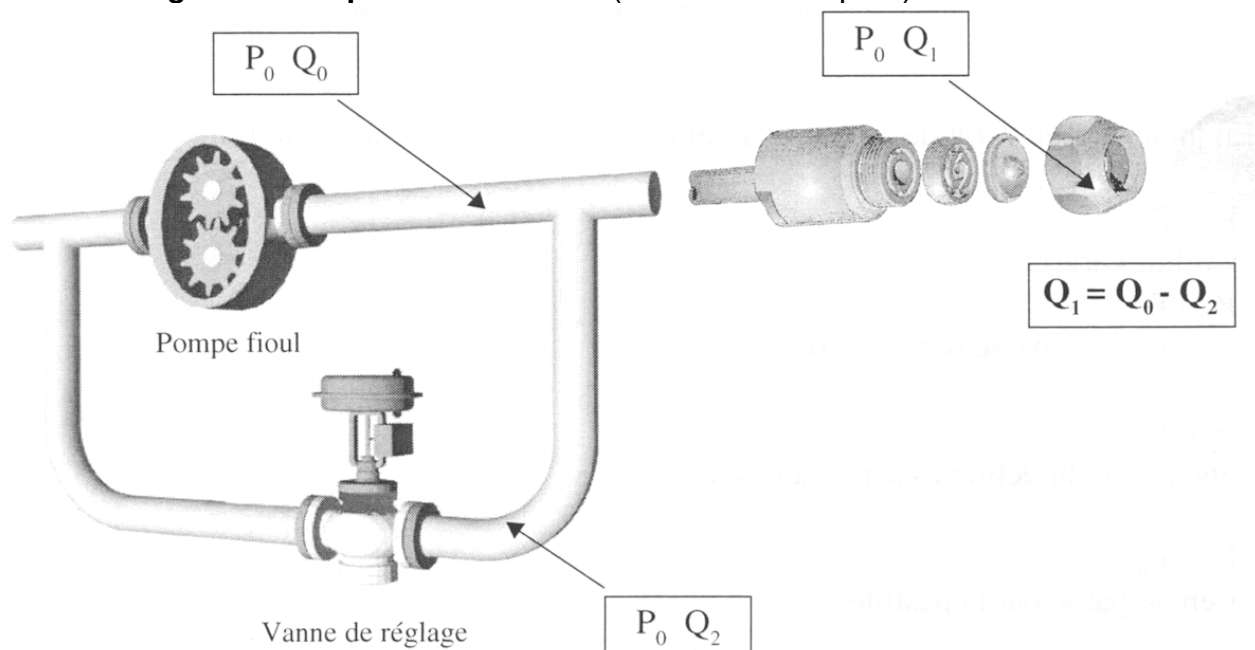


Figure 50: Circuit de régulation de pression fioul

Pulvérisation mécanique simple à retour

Le gicleur est conçu pour permettre un retour de fioul à la caisse de stockage.

On peut donc faire varier le débit en variant la pression P_2 .

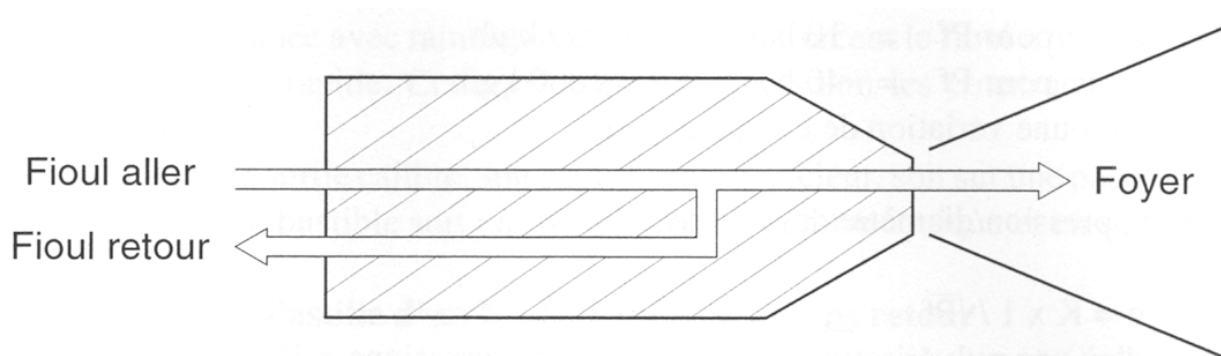


Figure 51: Pastille de brûleur industriel avec retour

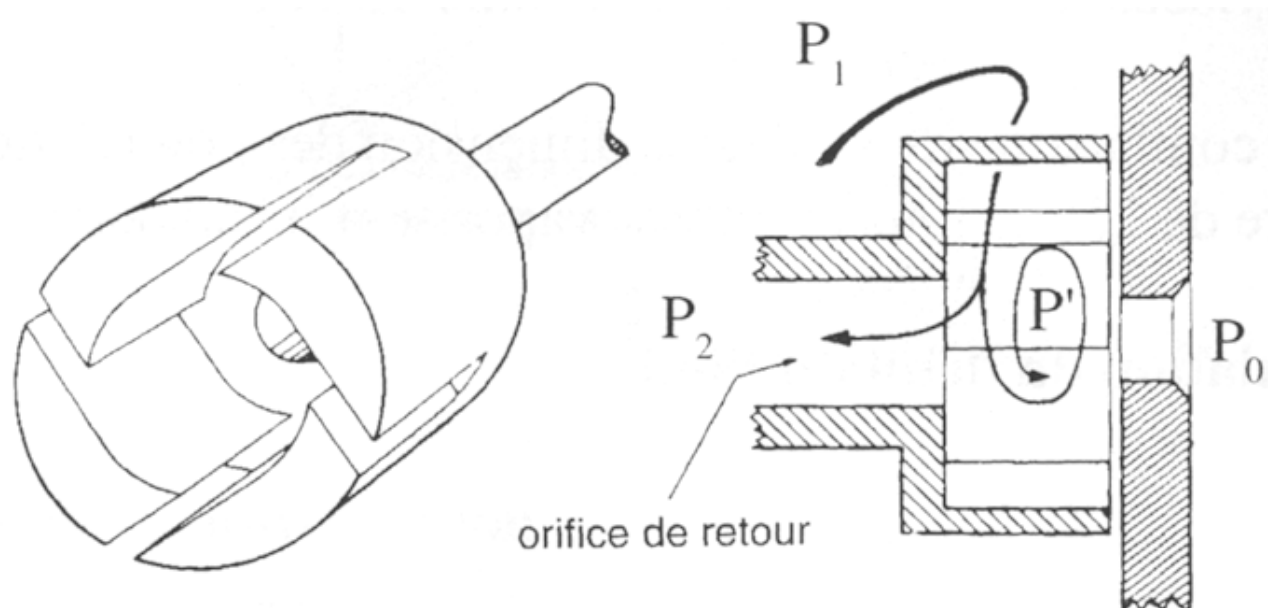


Figure 52: Pastille de brûleur industriel avec retour

$P_2 = P'$ tout le débit passe par la gicleur

$P_2 < P'$ une partie du débit passe par le brûleur

$P_2 = P_0$ Rien ne passe par l'atomiseur (risque de carboniser le nez de brûleur sans circulation)

La régulation de fioul se fait selon le schéma ci-après :

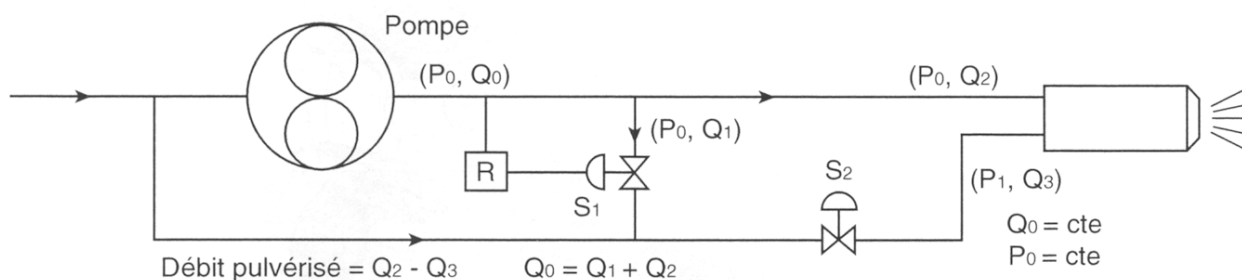


Figure 53: Régulation de débit de fioul

La vanne motorisée S_2 est commandée par un écart de température ou pression de la chaudière selon la nature du fluide produit (eau chaude, eau surchauffée ou vapeur).

Inconvénient : La finesse de pulvérisation est impossible à obtenir à bas régime. Seul la pulvérisation assistée par air ou vapeur peut solutionner cet inconvénient.

Pulvérisation mécanique assistée par fluide auxiliaire

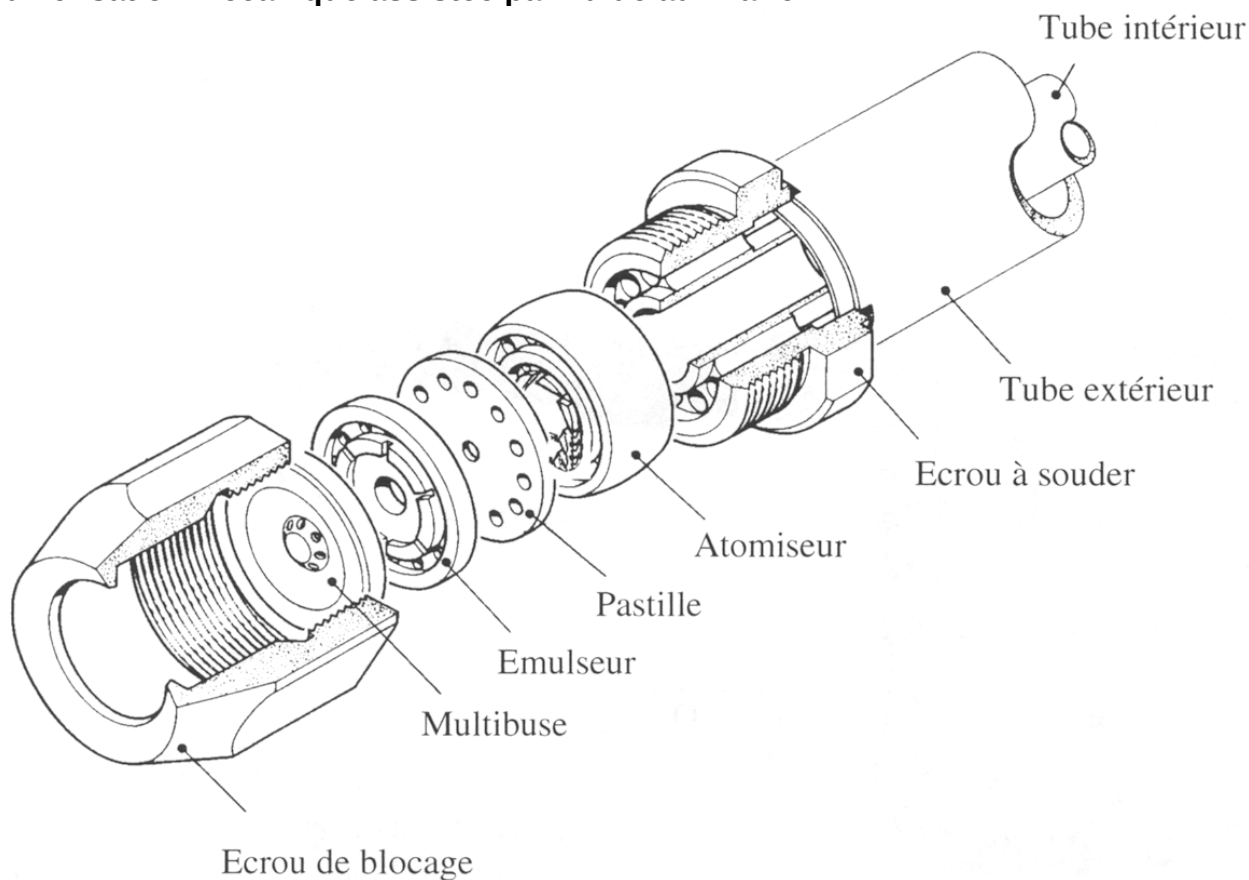


Figure 54: Gicleur de pulvérisation assistée par fluide auxiliaire

Le fluide auxiliaire (air ou vapeur sèche) permettent d'affiner la pulvérisation procurant les avantages suivants :

- ✚ Meilleure pénétration de flamme
- ✚ Large gamme de variation de débit
- ✚ Pression d'admission de combustible plus faible
- ✚ Meilleure combustion à bas régime

Le gicleur est constitué des éléments montrés dans la figure ci-dessus.

Le fioul qui arrive par le tube du centre, prend un mouvement rotationnel dans l'atomiseur est pulvérisé dans le trou central de la pastille.

La vapeur qui arrive par le tube extérieur, passe par les trous excentrés de la pastille et se mélange au fioul à la sortie de l'émulseur.

Le mélange intimement émulsionné sort par les orifices de la multibuse.

La valeur du débit de fioul dépend des valeurs différentielles pression vapeur sèche et pression fioul (en général 0,5 à 1,5 bar)

Le réglage des débits se fait en jouant sur la pression du fioul (il n'y a pas de retour vers la caisse de stockage). La pression de vapeur est aussi automatiquement ajustée sur la pression fioul plus ΔP .

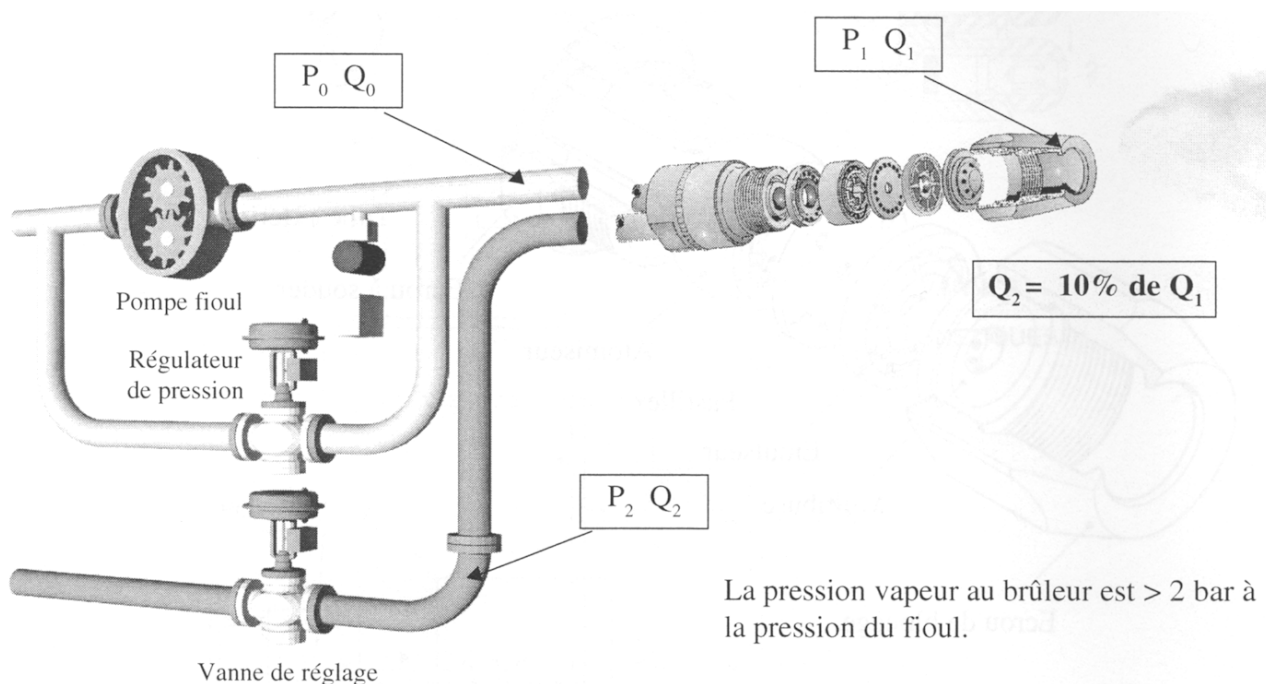


Figure 55: Régulation du circuit fioul par pulvérisation assistée

La consommation de fluide auxiliaire est 6% du poids de fioul pour une vapeur assistée de 12 bar de pression (3% dans le cas d'air)

Avantages :

- ✚ Il n'est pas nécessaire d'avoir un retour de fioul au stockage.
- ✚ La variation de charge est de 1 à 10.
- ✚ La viscosité du fioul peut varier de 9 à 11 °Engler (100°C)
- ✚ Excellente robustesse
- ✚ Très peu de maintenance.

Le seul inconvénient est la longueur de flamme qui ne s'adapte pas à toutes les chaudières et un prix élevé des nez de brûleurs (plus les circuits vapeur).

Ce type de brûleur est très répandu en moyenne puissance (et chaudières marines)

Pulvérisation par coupelle rotative

Ce procédé est très peu répandu dans l'industrie pétrolière.

On peut voir dans le schéma de principe ci-dessous que le combustible est injecté dans un cône creu appelé « coupelle » entraîné en rotation rapide (2000 à 7000 T/mn) par un moteur électrique qui entraîne également la pompe à fioul et un ventilateur.

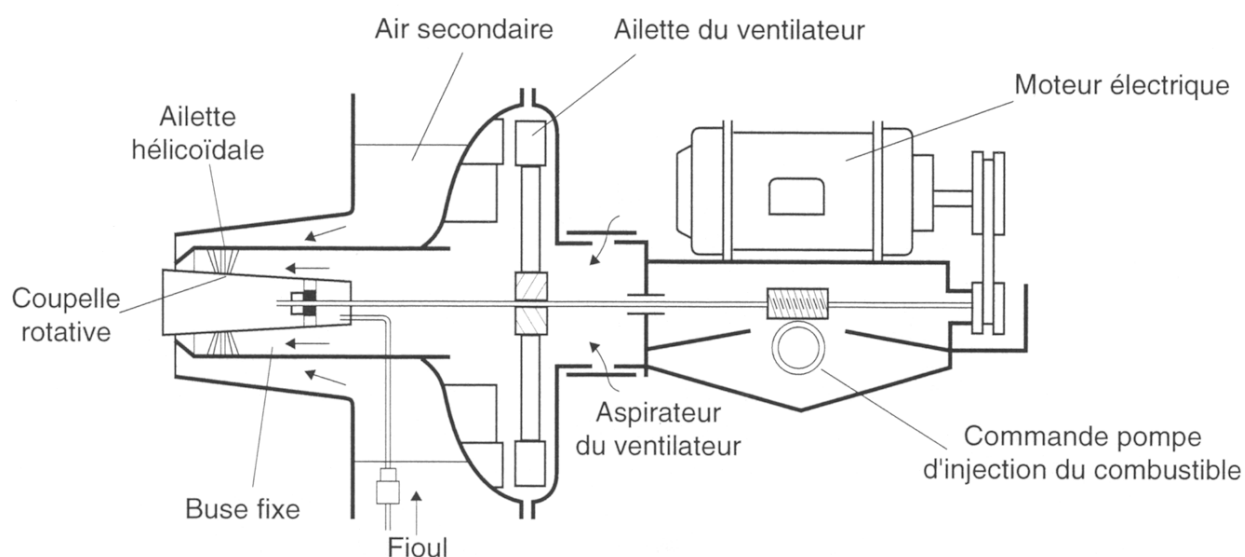


Figure 56: Schéma de pulvérisation par coupelle rotative

Sous l'action de la force centrifuge, la nappe de fioul tapissant la paroi décroît d'épaisseur en glissant jusqu'à la sortie. Elle conserve sa forme de cône jusqu'à l'éclatement le temps que la viscosité et tension superficielle changent avec la chaleur du foyer. Cet éclatement est favorisé par le contact avec l'air secondaire du ventilateur.

Ce type de brûleur fonctionne avec des pressions très basses de gavage (1,5 à 2,5 bar). La température de réchauffage du fioul est plus faible qu'en pulvérisation mécanique (par exemple 125°C en pulvérisation mécanique pour 90°C en coupelle rotative).

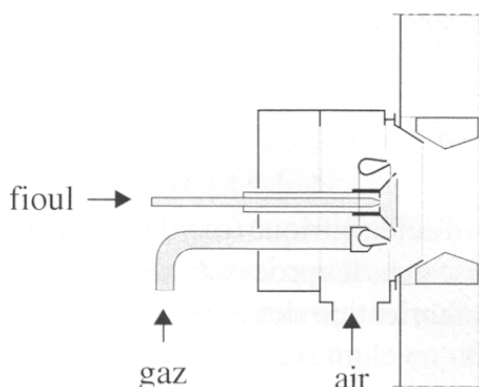
Ce procédé peut être intéressant pour brûler des fiouls très lourds.

L'inconvénient est le nettoyage fréquent des coupelles.

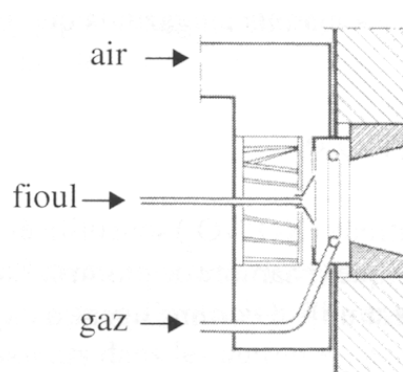
6.3.1.4. Brûleurs multicomcombustible gaz/fioul

Ils peuvent être à marche silultanée ou alternée selon le type de contrôle choisi.

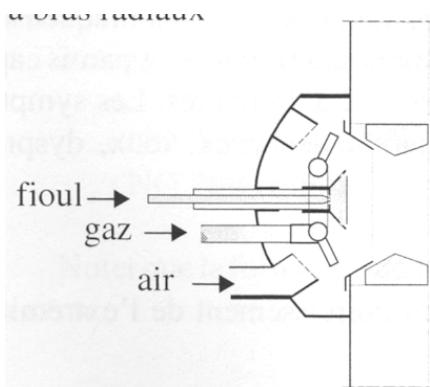
Les différents modes d'injection de gaz sont représentées sur les shémas ci-dessous.



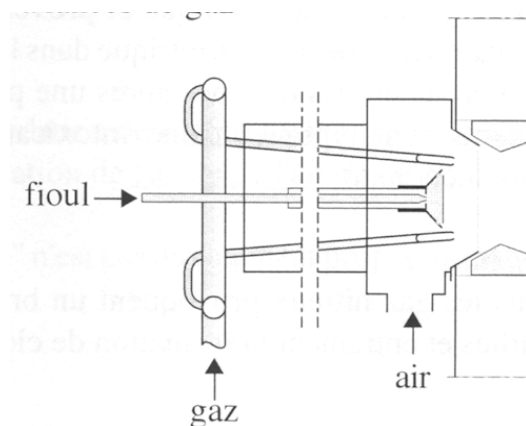
A couronnes d'injection



A couronnes d'injection



A bras radiaux



A lances de gaz

Figure 57: types de brûleurs multicomcombustible gaz/fioul

7. CONTROLE ET SECURITE DES CHAUDIERES A TUBES D'EAU

7.1. REGULATION ET SECURITE DE NIVEAU

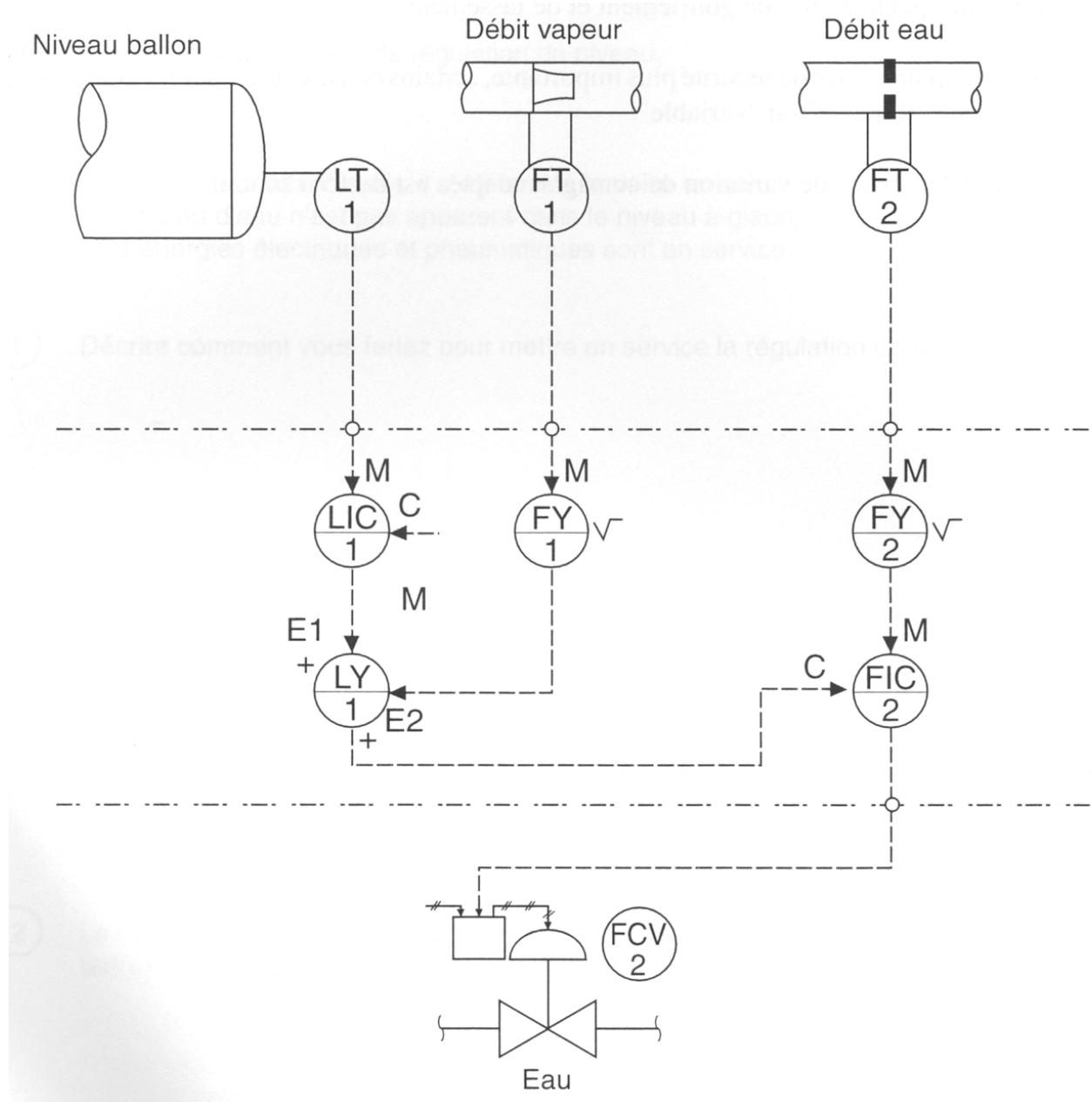


Figure 58: Régulation de niveau à 3 éléments

L'équilibre de niveau dépend de l'égalité des débits de vapeur et d'eau d'alimentation ; Il est perturbé par les phénomènes suivants :

- ✚ Gonflements
- ✚ Tassement
- ✚ Trempe

Le *gonflement* se rencontre surtout sur les chaudières à tubes d'eau suite à une augmentation de la demande de vapeur. Pour une augmentation de la chauffe, il y a une plus grande quantité de bulles de vapeur donc une augmentation de niveau.

Le *tassement* est le phénomène inverse.

La *trempe* est le phénomène d'arrivée d'eau froide plus froide dans la zone de vaporisation qui condense les bulles en formation, ce qui provoque une baisse de niveau.

Pour tenir compte de tous ces phénomènes on fait un contrôle **de régulation de niveau à 3 éléments** (voir schéma ci-dessus)

Sur les chaudières de puissance élevée, une variation importante de la demande vapeur (plus de 60% du débit nominal) peut déclencher la sécurité de niveau haut ou bas (selon le gonflement ou le tassement).

Pour obtenir une plage de sécurité plus importante certains fabricants adoptent une consigne flottante ou variable (souvent 15 à 20 cm).

7.2. REGULATION DE PRESSION/DEBIT VAPEUR

La **régulation mesureuse** est utilisée pour des fortes puissances ($P \geq 20$ MW). On mesure les débits d'air et combustible, on les compare et les ajuste selon un algorithme prédéterminé en fonction de l'allure afin de régler le meilleur excès d'air compatible avec l'équipement de chauffe.

Sur des équipements moins puissants ($1000 < P < 4200$ KW), on utilise **une régulation mesureuse simplifiée**.

On ne mesure plus les débits combustible-comburant mais les pressions d'air et de fuel-gaz ainsi que l'oxygène après combustion pour ajuster le rapport air/gaz.

7.2.1. Amelioration de la regulation de charge

7.2.1.1. Compensation des variations du debit vapeur

Comme le changement de pression de vapeur est d'une réponse lente, on peut anticiper le changement de la demande vapeur en mesurant le débit et provoquer immédiatement une action sur le combustible.

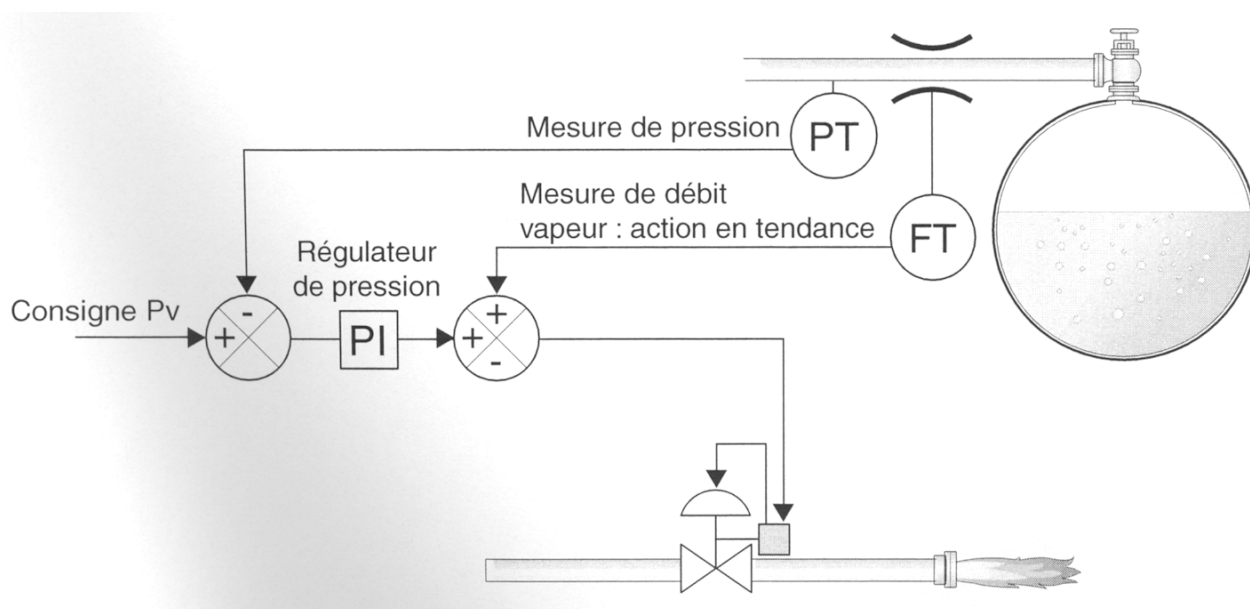


Figure 59: régulation du débit vapeur

7.2.1.2. Compensation des variations du débit combustible

A la régulation précédente on rajoute la mesure de débit de combustible. De cette manière toute variation de pression du réseau de combustible sera compensée par l'action sur le régulateur de débit combustible

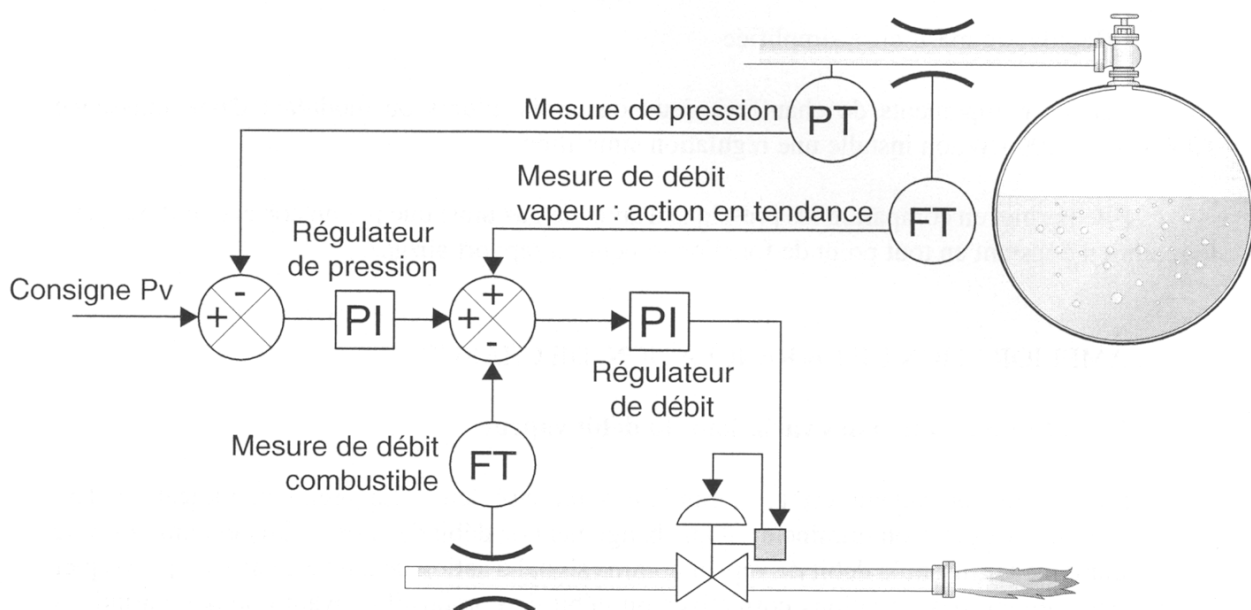


Figure 60: compensation du débit combustible

7.2.1.3. Compensation des variations de débit comburant

De la même manière que pour le combustible, la mesure du débit d'air est comparée à la valeur du rapport air/combustible envoyée par la régulation de pression vapeur. Toute variation du débit d'air est ainsi compensée.

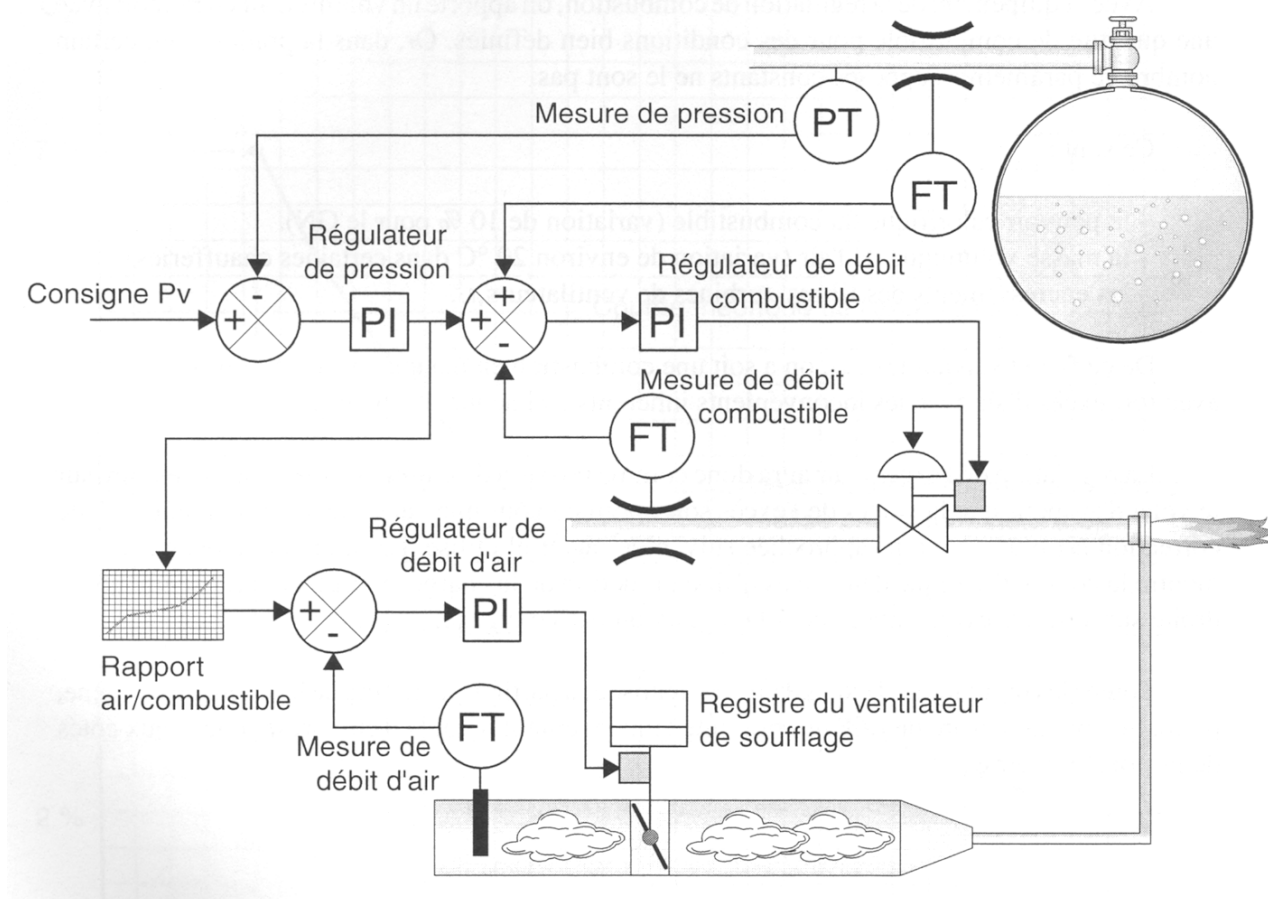


Figure 61: compensation du débit comburant

7.3. REGULATION DE L'EXCES D'AIR

Pour avoir une combustion idéale, il faut un mélange air/combustible bien défini pour ne pas avoir d'imbrûlés et que l'oxygène soit en faible excès (minimum de pertes dans les fumées).

Avec l'équipement de la régulation de combustion décrit précédemment, le rapport air / combustible est défini pour des conditions prédéterminées alors que certains paramètres ne sont pas pris en compte comme :

- ✚ Le pouvoir calorifique du combustible qui varie
- ✚ La masse volumique de l'air pas toujours constante
- ✚ Les encrassements des filtres, ailes de ventilateurs etc...

On peut donc être en manque ou en excès d'air.

Par la mesure de l'oxygène on peut évaluer l'excès d'air et corriger ainsi la position des volets d'air déjà préétablie

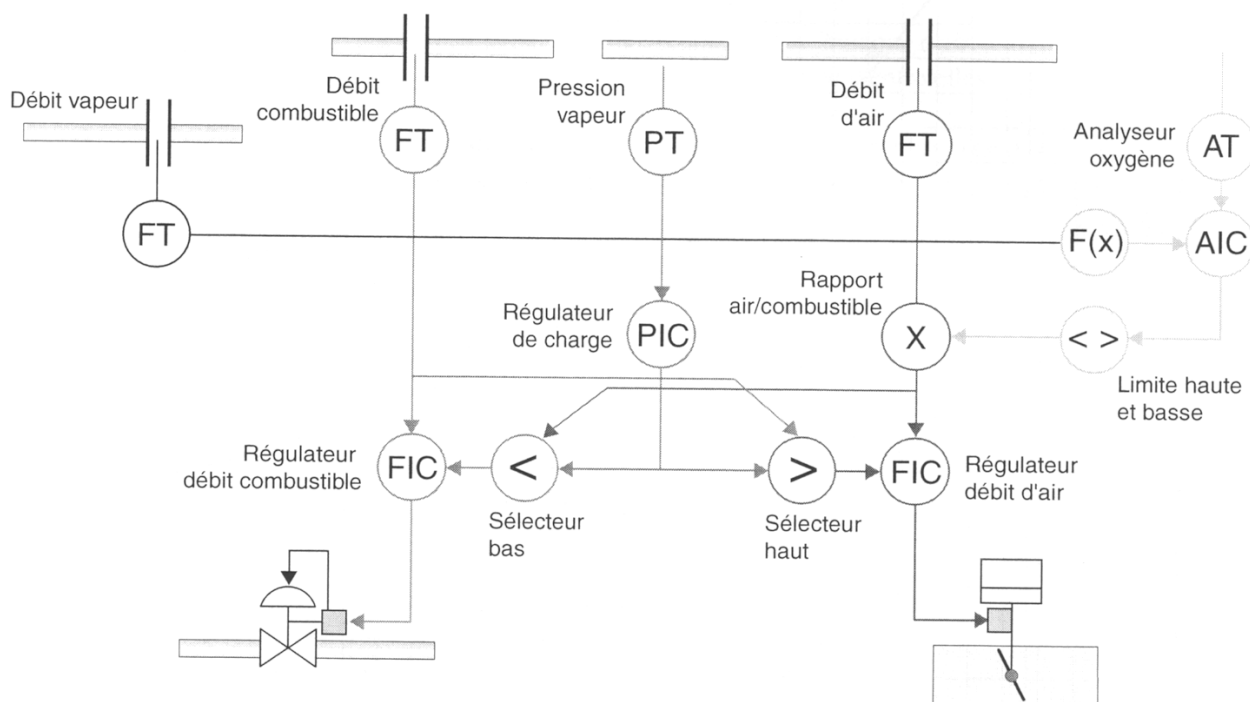


Figure 62: Exemple de régulation air/combustible avec interverrouillage et mesure d'oxygène

Sur le schéma précédent on peut voir que grâce aux filtres passe-haut et bas, placé entre le signal de sortie du régulateur de charge et les signaux de régulation de débit air et combustible, le débit air augmente en premier lors d'une augmentation de charge et la débit de combustible diminue en premier lors d'une diminution de charge.

7.4. REGULATION DE LA TEMPERATURE DE SURCHAUFFE

Comme déjà vu, le principe le plus répandu est celui de l'injection d'eau d'alimentation entre les 2 faisceaux de surchauffeur S1 et S2 (schéma ci-après).

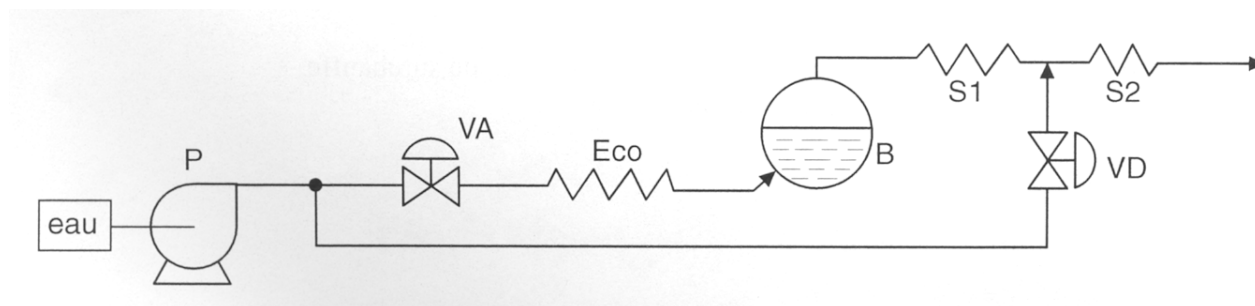


Figure 63: Régulation de température de surchauffe

Les boucles de régulation sont schématisées ci-dessous.

On rencontre souvent une régulation en cascade :

- ✚ par boucle interne : la mesure de température à contrôler (TT1) se fait entre l'eau d'injection et l'entrée du deuxième surchauffeur. Le contrôleur indicateur de température (TIC1) va piloter la vanne de réglage TCV1.
- ✚ Par boucle externe : la mesure de température à contrôler (TT2) se fait à la sortie du deuxième surchauffeur. La sortie du TIC2 devient consigne du TIC1.

On peut trouver des variantes suivantes :

- ✚ Régulation à 2 éléments : La mesure de température après surchauffeur est envoyée sur le régulateur dont la consigne tient compte du débit de vapeur grâce à un relais de tendance.
- ✚ Régulation à 3 éléments : on ajoute la mesure du débit d'air car si l'excès d'air augmente, l'échange par convection dans la chaudière augmente et la température de surchauffe augmente. On anticipe ainsi la variation donc on peut jouer sur la consigne de TIC1.

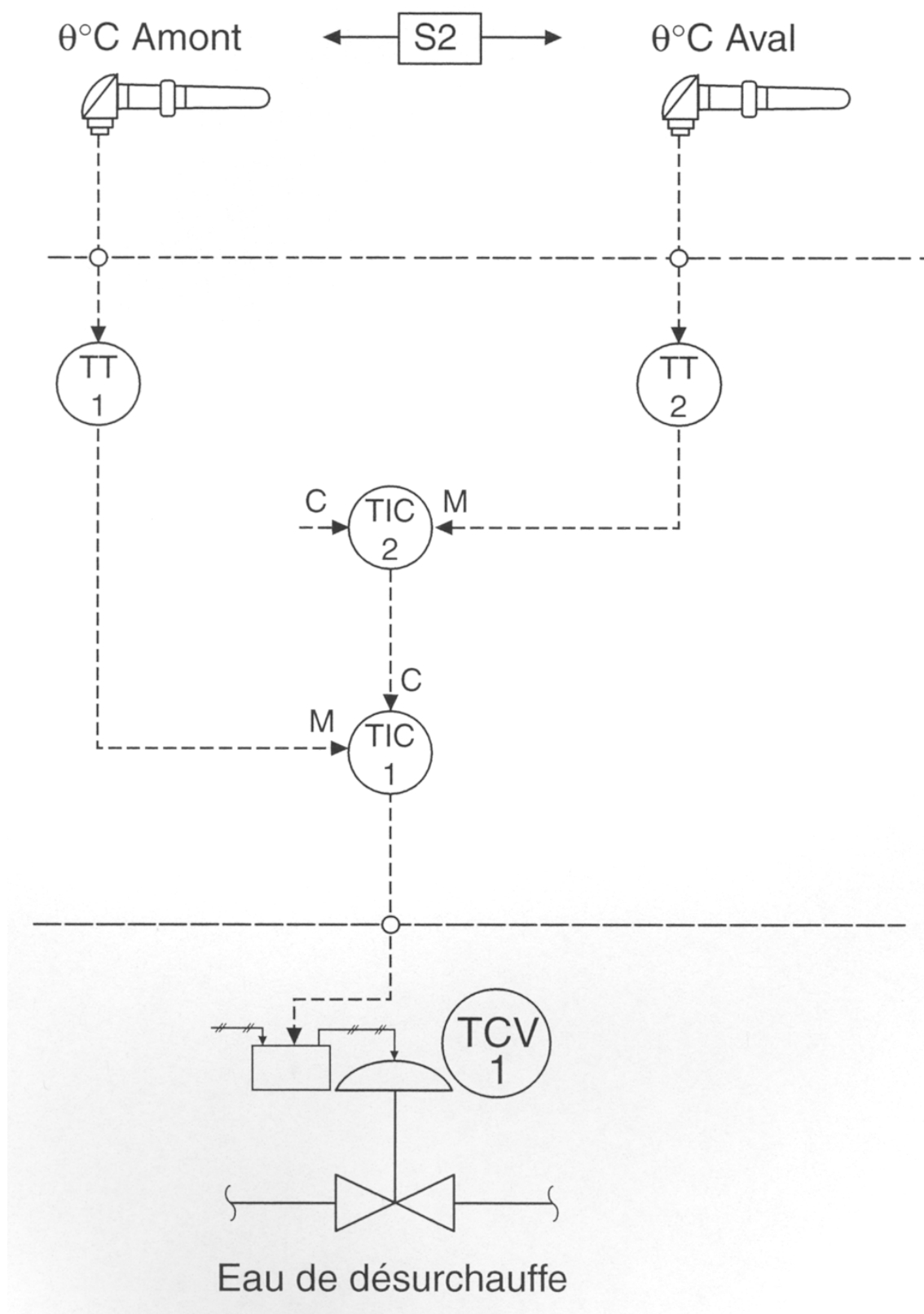


Figure 64: Régulation de température de surchauffe

7.5. EXEMPLES CONCRETS DES REGULATIONS DE CHAUDIERES A TUBES D'EAU

Les PID's de l'installation de Total South Pars ci-dessous permettent d'analyser les boucles de contrôle et sécurité des chaudières.

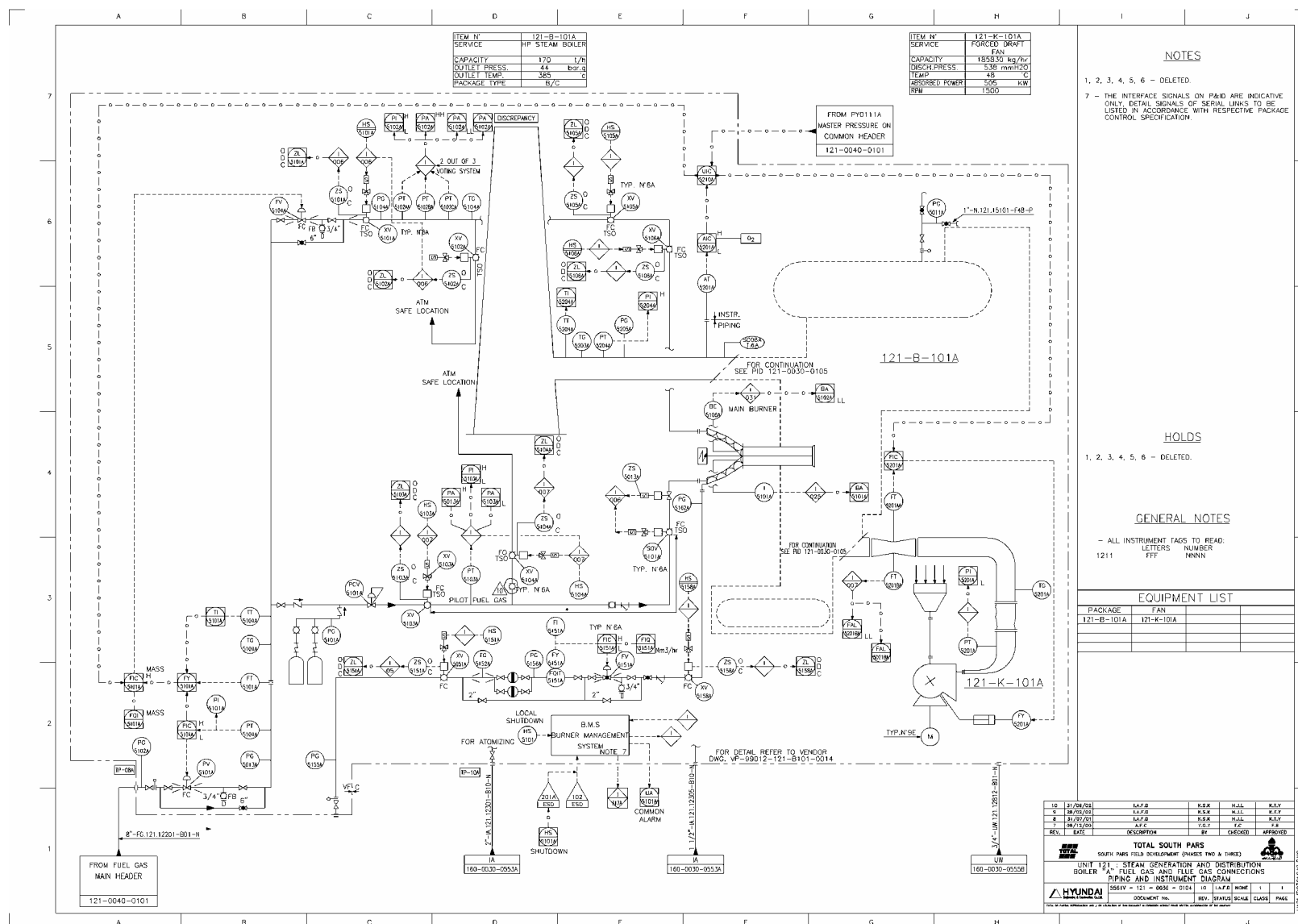


Figure 65: PID de contrôle vapeur TSP

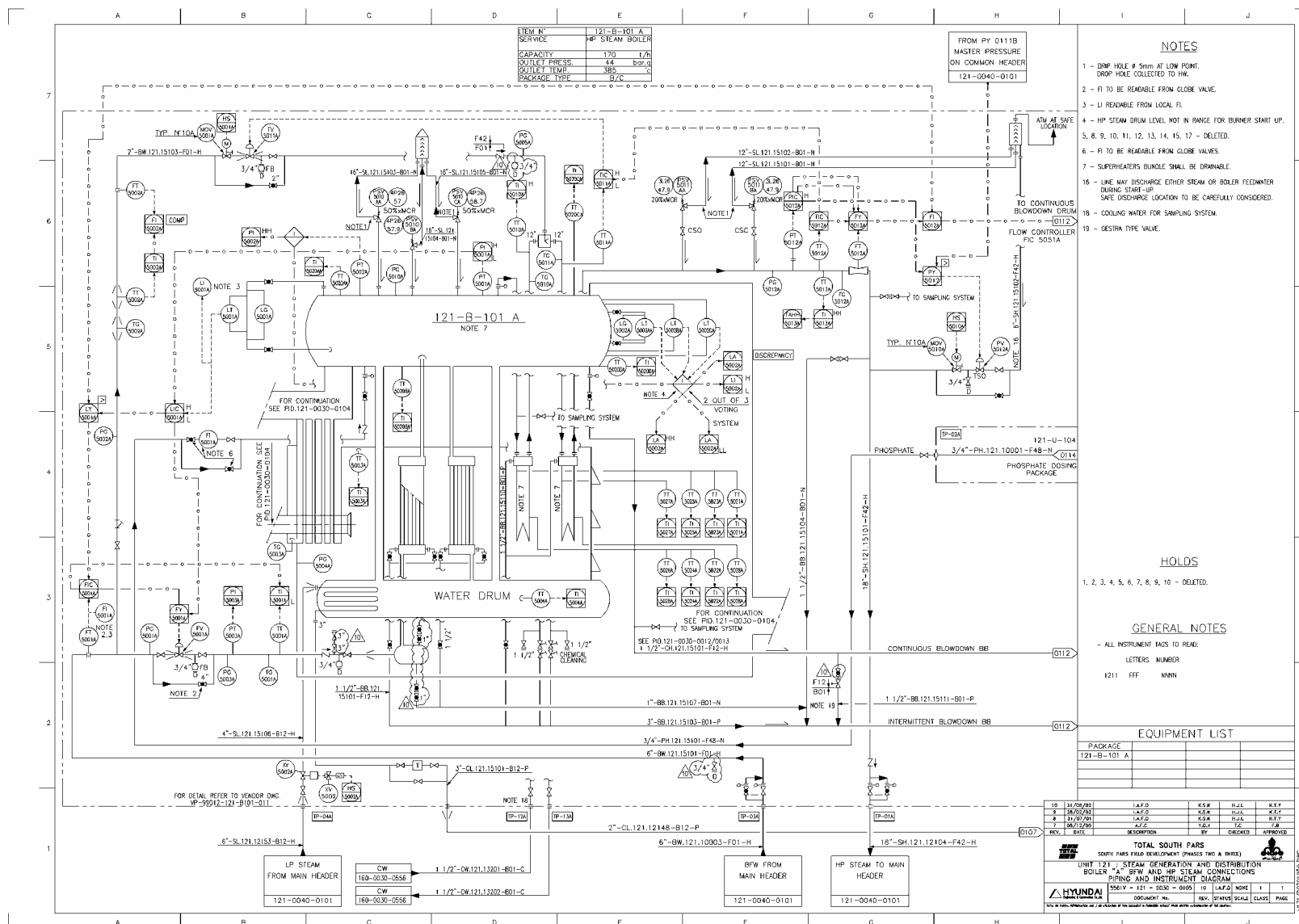


Figure 66: PID de contrôle combustion chaudière TSP

8. REGLEMENTATION, EXPLOITATION ET MAINTENANCE

8.1. REGLEMENTATION

Elle diffère selon les pays

Elle est différente selon :

- ✚ la puissance utile des générateurs de vapeur
- ✚ le type d'exploitation (présence humaine, télécontrôle, auto contrôle)
- ✚ le type de combustible (gazeux, liquides, charbon non pulvérulent
- ✚ électrique

Le but de ce cours n'est pas d'étudier ces réglementations mais de rappeler les points essentiels.

La sécurité de l'installation exploitée sans présence humaine est fondée sur :

- ✚ une intervention du personnel compétent en cas d'alerte dans un délai maximum de 10 mn (surveillance intermittente) et de 30 mn en auto contrôle
- ✚ l'utilisation de dispositifs de sécurité provoquant la mise en sécurité des circuits de production thermique en cas d'anomalies de fonctionnement mettant en cause la sécurité de l'installation.
- ✚ La surveillance périodique des générateurs de vapeur en service ou disponible chaud (stand-by) :
 - o Pour contrôler l'état de l'installation toutes les 8 heures en surveillance intermittente et toutes les 24h en télécontrôle ou autocontrôle.
 - o Pour contrôler le bon fonctionnement des sécurités contrôlant les anomalies une fois toutes les 24h et dans l'heure qui suit une remise en service.

Ces contrôles doivent être notés sur le cahier de quart.

En cas de défaillance des dispositifs de sécurité (ou d'une intervention sur une partie de l'installation susceptible de perturber la production vapeur) il faut revenir au mode d'exploitation avec présence humaine (changement de mode consigné dans le journal de chaufferie)

Depuis ces dernières années il existe des contrôles obligatoires des émissions polluantes (fumées) par des organismes agréés. Son objectif est d'imposer des limites de rejet des principaux polluants (oxydes de soufre SO₂, oxydes d'azote NO_x, poussières) selon :

- ✚ La puissance de l'installation
- ✚ Le type de combustible utilisé
- ✚ Le type de générateur de vapeur
- ✚ L'année de mise en service
- ✚ La situation géographique (zone urbaine, ...)

8.2. CONSTITUANTS DES CIRCUITS VAPEUR

Un opérateur de chaudière (de chaufferie) doit être familiarisé avec tout le matériel vapeur ci-après appartenant à un circuit monohydrique:

- ✚ Robinet de départ qui est celui d'isolement de la chaudière et son robinet by-pass qui permet de limiter les chocs thermique lors de la montée en pression au démarrage.
- ✚ Clapet de non retour qui suit le robinet de départ et est indispensable si le générateur de vapeur est couplé en réseau.
- ✚ Les barillets (manifolds) de distribution de vapeur
- ✚ Les postes de détente vapeur équipés de purgeurs automatiques assurant ainsi la distribution d'une vapeur sèche, de séparateurs/filtres pour éliminer les impuretés (rouille par exemple), de détendeur de pression
- ✚ Des soupapes de sûreté, protection de surpression de l'appareil ou du circuit qu'elles protègent.
- ✚ Les différents types de purgeurs (à flotteur, à cloche, thermodynamique, thermostatique) et la façon de contrôler leur fonctionnement (visuellement s'il existe un voyant, thermiquement par leur température externe, auditivement par leur bruit caractéristique, les fuites externes)
- ✚ Les compensateurs de dilatations (lyres et soufflets)
- ✚ Les pots de condensation qui isole l'instrument du contact direct avec la vapeur (indispensables sur les manomètres qui seraient détériorés par la température sans ce dispositif)

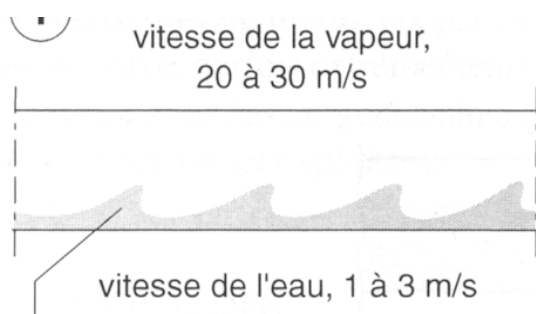
- ⊕ Les vannes de contrôle
- ⊕ Circuit de récupération des condensats en bache atmosphérique

Il doit reconnaître les coups de bélier (hydraulique ou thermique).

Ils sont dus à l'accumulation de poches d'eau dans les circuits (à l'arrêt sans pression les purgeurs n'évacuent plus les condensats résiduels)

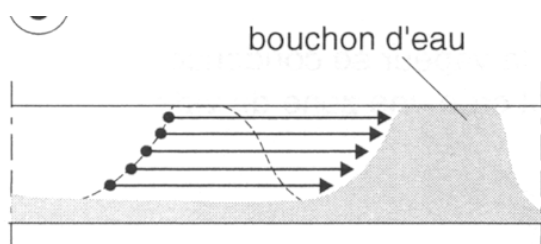
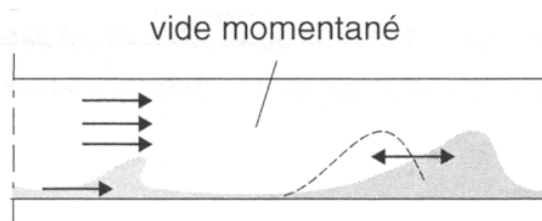
Au redémarrage l'arrivée de vapeur à grande vitesse (20 à 30 m/s) provoque des vagues à la surface de l'eau accumulée. Ces vagues progressent plus lentement (2 à 3 m/s). La vapeur qui arrive sur cette eau froide se condense brusquement provoquant le vide et des implosions (coup de bélier thermique) qui font refluer ces vagues en sens inverse, lesquelles repertent en avant quand la pression revient.

Ces mouvements de va et vient avec la quantité d'eau condensée qui augmente fait que l'eau de condensation atteint le haut des tubes et forme un bouchon qui est propulsé à grande vitesse sur le prochain obstacle (coup de bélier hydraulique sur coude, vanne entrouverte ou fermée, appareil). Le schéma ci-dessous explique ces phénomènes.



Formation de vagues à cause des différences de vitesse entre les deux fluides

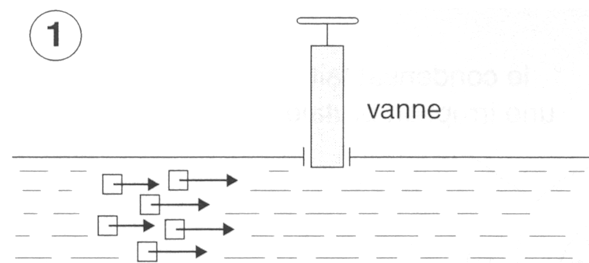
Quand la vapeur se condense, elle crée du vide. Les vapeurs se redressent, puis quand la vapeur remplace à nouveau le vide, les vagues repartent amplifiées vers l'aval en accumulant encore plus d'eau



Lorsqu la vague a accumulé assez d'eau pour atteindre le haut du tube, la vapeur appuie sur toute la surface du bouchon d'eau et propulse celui-ci vers l'avant à la vitesse de la vapeur, jusqu'à un obstacle (raccord, coude, appareil...)

Figure 67: Formation des coup de bélier (vapeur + eau)

Même de très faibles masses lancées à de grandes vitesses engendrent des forces considérables.



La masse d'eau s'école à une certaine vitesse

Le débit de la masse d'eau est brusquement interrompu. L'énergie cinétique qu'elle contient devient nulle en se transformant en une onde de choc qui se propage le long de la canalisation

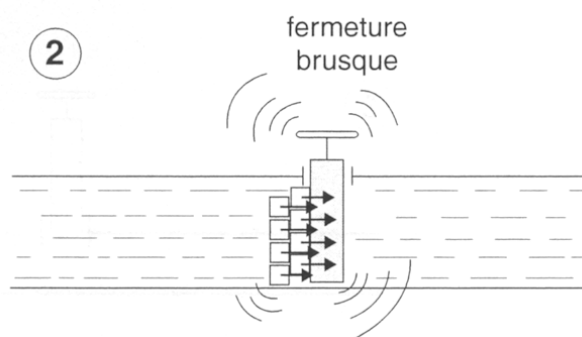


Figure 68: Formation des coup de bélier (liquide)

Les coups de bélier arrachent des particules de métal, fatiguent et cassent des joints, appareils de mesures, soufflets, internes de purgeurs.

Les remèdes sont un bon système de purge des condensats, des dispositifs casse-vide et vidange de tuyauteries utilisables à l'arrêt, et des montées très progressives de pression et température (d'où l'utilité des vannes by-pass)

9. ACCIDENTS ET AVARIES (CAUSES ET EFFETS)

Une enquête APAVE organisme français de contrôle des appareils sous pression, a permis d'établir les causes des 132 incidents notables listés dans le tableau ci-après :

Cause des avaries	Type de chaudières				TOTAL	
	A tubes de fumée foyer intérieur	A tubes d'eau	Verticales	A tubes de fumée foyer extérieur	Nombre	%
Manque d'eau	22	11	18	1	52	39
Entartrement	15	4	8	6	33	26
Corrosions interne	9	1	7	2	19	14
Cassures	5		6		11	8
Explosions côté feu		6			6	4,4
Défauts de construction	4	1			5	3,8
Corrosions côté feu	1		1		2	1,6
Allure de chauffe excessive	1				1	0,8
Défaut de circulation		1			1	0,8
Causes diverses	2				2	1,6
TOTAL	59	24	40	9	132	
%	45	18	30	7		100

Table 4: Principaux risques et fréquence d'apparition

Ces avaries ont le plus souvent pour origine une négligence d'entretien ou de surveillance.

9.1. PRINCIPAUX INCIDENTS DE MARCHE ET MOYENS PREVENTIFS

Raisons des avaries

- ⊕ Manque d'eau
- ⊕ Excès de pression
- ⊕ Entartrement côté eau
- ⊕ Allure de chauffe excessive
- ⊕ Explosion côté feu

- ✚ Corrosions interne (côté eau)
- ✚ Corrosions côté feu
- ✚ Défauts de construction

Défauts constatés :

- ✚ Coups de feu
- ✚ Fissures et déchirures
- ✚ Explosions
- ✚ Incendies dûs aux combustibles

9.1.1. Manque d'eau

C'est l'avarie la plus sérieuse en conséquences graves.

Causes :

- ✚ Manque d'eau d'alimentation (dysfonctionnement de la fourniture)
- ✚ Fuite
- ✚ Rupture de canalisation
- ✚ Mauvais fonctionnement ou désamorçage de pompe
- ✚ Bâche vide
- ✚ Fonctionnement défectueux de la régulation
- ✚ Fausse manœuvre des tuyauteries
- ✚ Tuyauterie d'alimentation bouchée
- ✚ Consommation anormalement élevée suite à la crevaison de tubes, à des soupapes de sureté ouvertes, à des extractions d'eau restées ouvertes, à un entrainement d'eau violent.

Conséquences :

Arrêt automatique par niveau très bas (LSLL) qui verrouille les brûleurs et l'arrêt de l'eau d'alimentation.

Plus rien n'empêche l'abaissement de niveau. Il peut résulter une surchauffe des surfaces d'échange, et une rupture de tubes.

Actions immédiates:

Si on a vu le niveau chuter au-dessous du niveau très bas réglementaire, forcer manuellement l'alimentation. Si on ne peut retrouver le niveau, arrêter la chaudière et rechercher la cause de l'avarie.

Si on n'a pas vu le niveau et que le shut-down est automatique, il faut forcer la ventilation pour diminuer rapidement l'énergie calorifique résiduelle et refroidir ainsi les tubes.

Actions préventives:

Réaliser une fois par jour l'essai des sécurités par manque d'eau.

Pour les chaudières ayant toutes les boucles d'instrumentation avec détection automatique de défaut intégré, il suffit de contrôler la correspondance des niveaux entre le visuel et l'affiché.

9.1.2. Exces de pression

Il amène le déclenchement des soupapes de sureté.

Causes :

- ⊕ Fonctionnement défectueux de la régulation
- ⊕ Communication obstruée du piquage entre chaudière et pressostat de régulation
- ⊕ Fausse manœuvre des tuyauteries.

Conséquences :

Déclenchement automatique par pression très haute (PSHH). Si ce shut-down n'a pas lieu les soupapes de sureté vont s'ouvrir (ultimes sécurités). A défaut le générateur peut monter en pression jusqu'à la rupture.

Actions immédiates:

Arrêter la chaudière faire chuter la pression et rechercher l'avarie

Actions préventives:

Réaliser une fois par jour l'essai des sécurités d'excès de pression (au moyen d'une rampe test). Procéder périodiquement (mensuel) au nettoyage des tuyauteries de liaison entre chaudière et pressostats (de régulation et sécurité)

9.1.3. Entartrage cote eau

Causes :

- ⊕ Alimentation en eau non épurée ou mauvaise conduite des postes de traitement des eaux
- ⊕ Fausse manœuvre sur circuits
- ⊕ Dépôts accidentels d'un corps étranger (fioul, graisse, etc...)
- ⊕ Entartrage des surchauffeurs

Conséquences :

On ne peut rien détecter. Il résulte un mauvais échange calorifique. L'élévation anormale de la température du métal abaisse sa résistance mécanique et il se déchire ou se fissure.

Cas des surchauffeurs ou tubes vaporisateurs des chaudières à tubes d'eau

Actions immédiates:

Arrêter la chaudière et faire un détartrage mécanique ou chimique (avec des solutions d'acide sulfurique mais ces opérations sont longues, coûteuses et agressives pour l'ensemble de la chaudière).

Actions préventives:

Vérifier régulièrement les équipements de traitement des eaux et contrôler le résultat des analyses.

S'assurer que le traitement suit les recommandations des analyses.

9.1.4. Allure de chauffe excessive

On fatigue les tubes (d'eau et surchauffeur) par surcharge calorifique. Il faut respecter les réglages recommandés par le fabricant.

9.1.5. Explosion cote feu

Provoquées par le mélange explosif air-combustible, elle conduit à la dislocation des briquetages internes, l'arrachement de tappes de visite, l'éjection d'équipement de chauffe pouvant blesser le personnel à proximité.

Aucune mesure d'explosivité n'est installée. Cette avarie arrive au démarrage. Le seul moyen de l'éviter est de contrôler le temps de balayage de la séquence de démarrage et de faire une investigation poussée après 2 défauts de démarrages consécutifs.

Actions préventives:

Faire les opérations de maintenances recommandées par le fabricant.

Effectuer régulièrement des mesures de fumées pour contrôler la proportion CO₂ et oxygène et réajuster le bon ratio air-comburant.

Vérifier périodiquement les dispositifs d'air et combustible (volets d'air, tringlerie, vannes papillon etc...), leurs paramètres et la séquence d'allumage.

Vérifier chaque semaine la sécurité de cellule de flamme.

Vérifier deux fois par an les sécurités liées au combustible et à l'air comburant.

9.1.6. Corrosions internes

Voir le chapitre traitement des eaux.

Actions préventives:

Conditionner l'eau conformément à la demande du fabricant.

Procéder à des analyses régulières.

Pour les chaudières au repos conditionner la chaudière conformément à la procédure du constructeur :

- ⊕ Avec de l'eau et les additifs recommandés pour une conservation humide.

- ⊕ Vide et sèche après nettoyage des surfaces pour une conservation sèche.

9.1.7. Corrosion cote feu

Causes :

Humidité des surfaces et action des suies sulfureuses (présence d'acide sulfurique).

Ces corrosions sont sensibles dans les parties les plus froides au cours des marches au ralenti. On peut atteindre le point de rosée des fumées.

Actions préventives:

Utiliser des combustibles de basse teneur en soufre.

Effectuer correctement les ramonages en service (journalièrement si possible) et nettoyer les parties froides lors des arrêts d'entretien (souvent au niveau de l'économiseur).

Si possible maintenir un courant d'air chaud au cours des arrêts prolongés.

9.1.8. Defauts de construction

Causes :

- ✚ Mauvaise qualité des matériaux
- ✚ Défaut de conception de la chaudière
- ✚ Manque de surveillance pendant la construction

Actions préventives:

Solliciter un constructeur reconnu et ayant une grande expérience

Utiliser les contrôles de qualité QA, QC

10. TESTS DE SECURITE

Les sécurités les plus importantes doivent être testées régulièrement :

- ⊕ Niveau très bas chaudière (arrêt brûleurs verrouillé et arrêt de la pompe alimentaire)
- ⊕ Excès de pression vapeur chaudière (arrêt brûleurs verrouillé)
- ⊕ Pressostat air comburant (si installation fuel gaz sans présence humaine)
- ⊕ Niveau très haut chaudière et niveau très bas bache alimentaire dans la cas d'un fonctionnement autocontrôlé ou télécontrôlé.

Pour les installations en présence humaine permanente, ces essais sont faits avec arrêt de brûleur verrouillé. Pour les installations autocontrôlées et télécontrôlées, les sécurités sont testées sans arrêter le générateur de vapeur.

La méthodologie des tests varie sur chaque installation. Ce chapitre est fait pour en souligner l'importance.

10.1. SECURITE DE NIVEAU TRES BAS CHAUDIERE

Il est déconseillé de faire l'essai réel si la sonde est directement dans le ballon. Dans ce cas installer une sonde autocontrôlée.

Dans le cas d'une sonde installée dans une bouteille / tube externe, s'assurer de bien purger les 2 prises (supérieure et inférieure) avant de faire le test pour être certain qu'elles ne sont pas obstruées par un bouchon de dépôts.

Cette opération de contrôle d'obturation doit se faire régulièrement pendant les quarts. Observer la vitesse de retour au niveau normal. Toute lenteur peut être le signe d'un encrassement interne des piquâges.

10.2. SECURITE D'EXCES DE PRESSION VAPEUR

Relever les valeurs de déclenchement du pressostat de sécurité dans le temps. Ils sont en général réglés à une pression 5% plus basse que les soupapes de sûreté elles mêmes tarées au timbre.

De préférence à un test réel, utiliser une rampe test.

10.3. SECURITE DE PRESSION AIR COMBURANT

Cette sécurité obligatoire sur une chauffe fuel-gaz, est un capteur de pression différentielle entre la surpression générée par le ventilateur et l'atmosphère. La perte de signal provoque d'abord une alarme puis l'arrêt verrouillé des brûleurs si la pression du ventilateur décroît.

Sur les systèmes modernes avec détection automatique des défauts inhérents à la boucle, le test peut se limiter au test local de l'instrument.

10.4. SECURITE DE NIVEAU TRES HAUT CHAUDIERE

Appliquer la même méthode que pour le niveau très bas.

10.5. SECURITE DE NIVEAU TRES BAS BACHE ALIMENTAIRE

Le test doit pouvoir se faire sans vider la bache, à partir des colonnes témoins externes.

S'assurer que la baisse du niveau déclenche les alarmes puis l'arrêt verrouillé des brûleurs.

10.6. AUTRES CONTROLES

Ne pas oublier sur les listes de maintenance les autres contrôles spécifiques aux générateurs de vapeur :

- ✚ Etanchéité des vannes de gaz
- ✚ Mini et maxi pression rampes de gaz
- ✚ Cellules de flamme
- ✚ Pression fioul
- ✚ Contacts de position/fin de course des vannes et vérins
- ✚ Pression d'air comburant
- ✚ Temporisation d'alarmes ou séquences
- ✚ Etc...

Ne pas oublier les contrôles des systèmes interface :

- ✚ Pression air instrument
- ✚ Manque de tensions
- ✚ Manque air comprimé
- ✚ Niveau bas sur caisses communes
- ✚ Etc...

11. TRAITEMENT DE L'EAU

11.1. RAPPEL DE CHIMIE ELEMENTAIRE

La plus petite partie de la matière de l'univers à l'état libre est la molécule elle-même constituée d'atomes.

L'**atome** est constitué de 2 parties

- ⊕ le noyau composé de neutrons qui fixent la masse de l'atome (neutre électriquement) et de protons chargés positivement
- ⊖ les électrons chargés négativement en gravitation autour du noyau

Cette représentation de Rutherford peut se comparer à la gravitation des planètes. La première couche/orbite d'électron peut seulement comporter 2 électrons au maximum (hélium). Avec un seul électron l'atome est l'hydrogène.

A partir de la deuxième couche, le nombre d'électron est 8 maximum.

Un corps est d'autant plus stable que la dernière couche d'électron est complète. S'il a plus de 4 électrons sur la dernière couche, il aura tendance à capter d'autres électrons d'un autre corps pour compléter sa couche. S'il a moins de 4 électrons il aura tendance à les perdre/ à les partager avec d'autres corps. On appelle cette loi « la règle de l'octet » pour les liaisons ioniques.

Il existe une centaine de corps différents (d'atomes) que l'on définit par une lettre symbole (C carbone, O oxygène, S soufre...) et un numéro atomique qui représente le nombre de protons (qui est équivalent au nombre d'électrons sur la molécule du corps à l'état libre).

Nom	Z	Symbole	Nom	Z	Symbole
Hydrogène	1	H	Soufre	16	S
Carbone	6	C	Chlore	17	Cl
Azote	7	N	Fer	26	Fe
Oxygène	8	O	Cuivre	29	Cu
Fluor	9	F	Zinc	30	Zn
Sodium	11	Na	Brome	35	Br
Aluminium	13	Al	Argent	47	Ag

Table 5: Exemple de symbole et nombre d'électron des atomes

La molécule :

- ⊕ Formule chimique : la lettre seule signifie un seul atome tandis que la lettre suivie d'un indice, signifie la quantité d'atomes (exemple l'eau H_2O est composée de 2 atomes d'hydrogène et 1 atome d'oxygène)
- ⊕ Dans une liaison ionique, il y a échange d'électrons. Les atomes liés dans la molécule deviennent ions comme on peut voir dans l'exemple du chlorure de sodium ci-après :

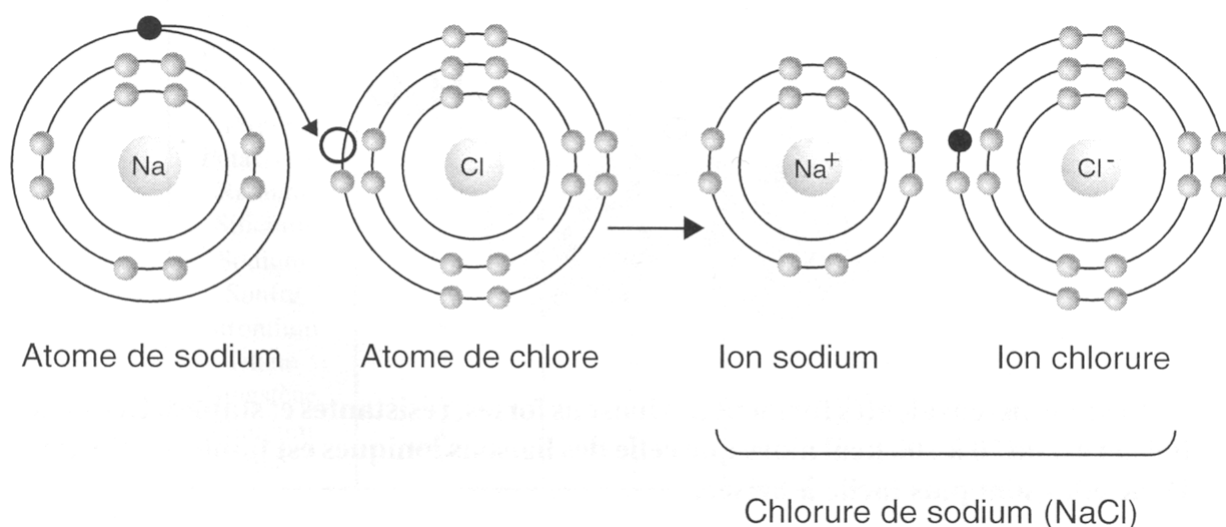


Figure 69: Chlorure de sodium

Dès que l'on met le sel dans de l'eau les ions sont dissociés : Na^+ , Cl^-

- ⊕ Liaison covalente : c'est la quantité d'électron partagés dans la liaison pour former la molécule. L'atome le plus volumineux a tendance à attirer l'autre.

Exemple H_2O figures ci-dessous

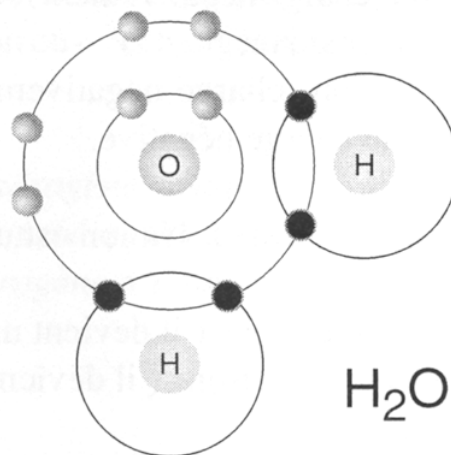
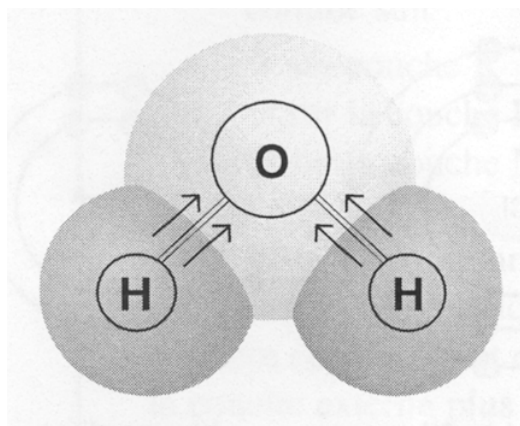


Figure 70: Liaison covalente H_2O

La masse molaire :

Cette masse est bien trop petite pour être utilisée facilement. Il a donc été défini le concept de mole qui est le nombre d'entités élémentaires qui identifie une mole : c'est le nombre d'Avogadro $N = 6,02 \cdot 10^{23}$

Eléments	Symbole	Valence	Masse molaire atomique
Aluminium	Al	3	26,98
Argent	Ag	1	107,87
Arsenic	As	3 – 5	74,92
Azote	N	3 – 5	14,007
Baryum	Ba	2	137,34
Brome	Br	1	79,91
Cadmium	Cd	2	112,40
Calcium	Ca	2	40,08
Carbone	C	4	12,011
Chlore	Cl	1	35,45
Chrome	Cr	3	52,00
Cobalt	Co	2	58,93
Cuivre	Cu	1 - 2	63,54
Etain	Sn	2 – 4	118,69
Fer	Fe	2 – 3	55,85
Fluor	F	1	19,00
Hydrogène	H	1	1,008
Iode	I	1	126,90
Lithium	Li	1	6,94
Magnésium	Mg	2	24,31
Manganèse	Mn	2	54,94
Mercure	Hg	1 – 2	200,59
Molybdène	Mo	6	95,94
Nickel	Ni	2	58,71
Or	Au	1 – 3	196,97
Oxygène	O	2	15,999
Phosphore	P	3 – 5	30,97
Platine	Pt	2 – 4	195,09
Plomb	Pb	2	207,19
Potassium	K	1	39,10
Radium	Ra	2	226
Silicium	Si	4	28,09
Sodium	Na	1	22,99
Soufre	S	2 – 6	32,06
Strontium	Sr	2	87,62
Titane	Ti	4	47,90
Tungstène	W	6	183,85
Uranium	U	6	238,03
Zinc	Zn	2	65,37

Table 6: Masse molaire de quelques éléments

Donc la masse molaire varie pour chaque élément du tableau de Mendeleïev

Fonction acide :

En solution aqueuse, substance capable de libérer de l'hydrogène à la cathode (polarité «-«) par électrolyse.

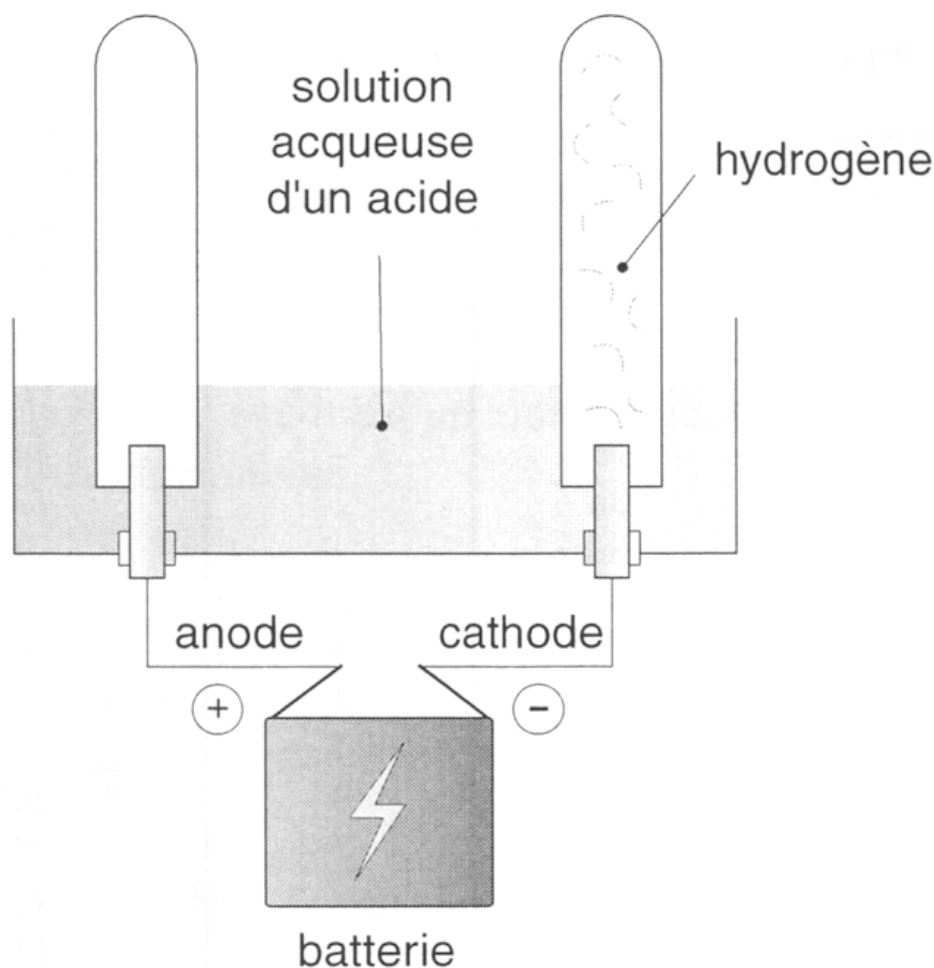


Figure 71:Electrolyse de l'acide

Action de neutralisation :

Acide + Base $\rightarrow$ Sel + eau + dégagement de chaleur

Exemple : $\text{HCl} + \text{NaOH} \rightarrow \text{NaCl} + \text{C}$

Action sur réactifs colorés :

Phénolphaléine : reste incolore

Hélianthine : du jaune vire au rouge sauf pour les acides faibles comme acide sulfhydrique et carbonique

Bleu de bromothymol : du vert vire au jaune

Saveur : aigrelette

Titration de solution : on titre les solutions à N, N/10, N/100

Une solution est dite normale (N) si elle contient 1 mole par litre.

Exemple : pour un mono acide HCl la solution N contient 36,5 g/l

Pour un diacide H_2SO_4 la solution N contient $98/2 = 49$ g/l

Pour un triacide H_3PO_4 la solution N contient $97/3 = 32,6$ g/l

Fonction base :

En solution aqueuse, substance capable de libérer de l'oxygène à l'anode (polarité «+») par électrolyse.

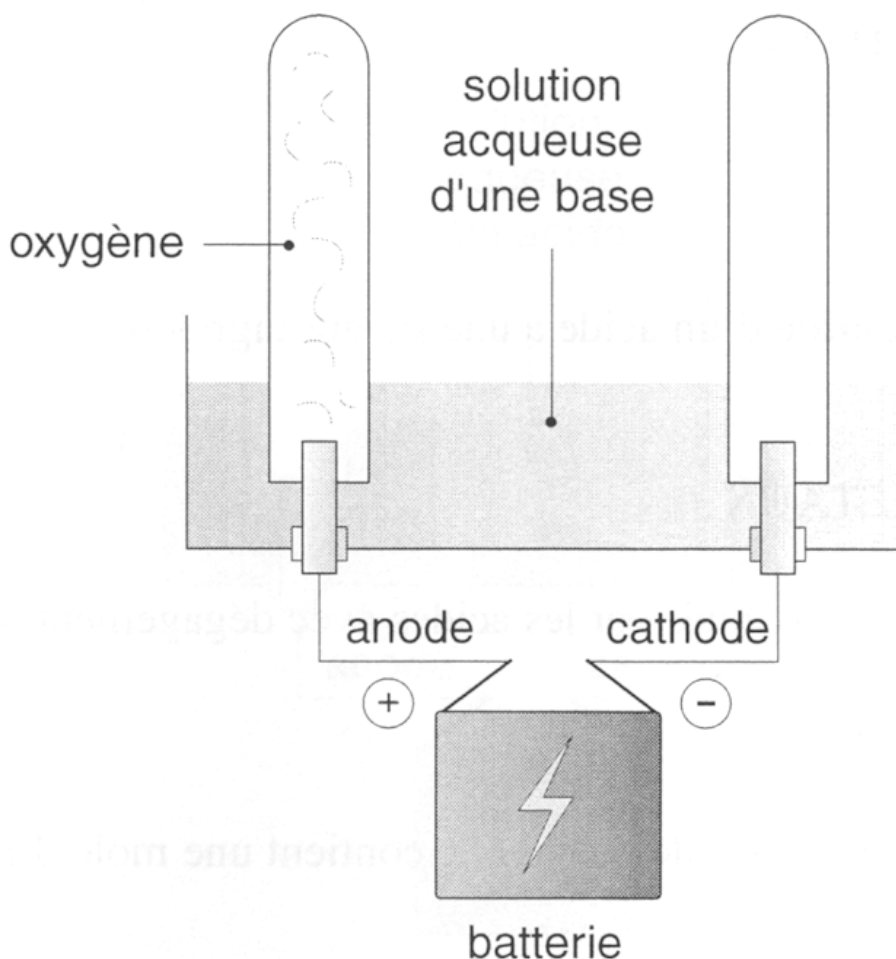


Figure 72: Electrolyse d'une base

Action de neutralisation :

Acide + Base $\rightarrow$ Sel + eau + dégagement de chaleur

Exemple : $\text{HCl} + \text{NaOH} \rightarrow \text{NaCl} + \text{H}_2\text{O}$

Action sur réactifs colorés :

Phénolphtaléine : d'incolore vire au rouge

Hélianthine : reste jaune

Bleu de bromothymol : du vert vire au bleu

Titration de solution : on titre les solutions à N, N/10, N/100

Une solution est dite normale (N) si elle contient 1 mole par litre.

Exemple : pour une mono base NaOH la solution N contient 40 g/l

Pour une dibase $\text{Ca}(\text{OH})_2$ la solution N contient $74/2 = 37$ g/l

Fonction sel :

Lors d'une oxydo-réduction les ions H^+ et OH^- se combinent pour former H_2O .

Règle de Bertholet : un acide, une base ou un sel soluble décomposent une solution saline, si l'un des corps susceptible de se former s'élimine de la solution parce qu'il est lui-même insoluble, volatil ou instable dans les conditions de l'expérience.

Hydrolyse des sels : L'eau décompose certains sels par réaction inverse de la formation si l'acide ou la base est un acide ou une base faible. Pour les acides ou bases forts il n'y a pas d'hydrolyse.

Les réactions chimiques

La salification acide + base $\rightarrow$ sel + eau

L'hydrolyse qui est l'inverse de la salification

Réactions de double décomposition (selon règle de Bertholet) attaque des sels par acide, base et autres sels

Oxydation : exemple : $\text{C} + \text{O}_2 \rightarrow \text{CO}_2$

Réduction : exemple : $\text{HgO} \rightarrow \text{Hg} + 1/2\text{O}_2$

Réactions d'oxydo-réduction : L'oxydation d'un élément s'accompagne de la réduction de l'autre élément.

11.2. COMPOSITION DE L'EAU

Le cycle de l'eau dans la nature :

- ✚ L'**évaporation** produite en grande partie par l'évaporation des océans, de la terre mais aussi par la respiration/transpiration des plantes, animaux, hommes.
- ✚ La **condensation** en gouttelettes dans les nuages et sur le sol froid (rosée, pluie, neige, grêle)
- ✚ L'**absorption** par le sous-sol (nappes sous terraines aquifères) ou ruissellement (ruisseaux, rivières, fleuve, mer)
- ✚ Le **prélèvement** de l'eau des mers, rivières, des étangs, des puits ou des forages

La composition des eaux naturelles :

On rencontre des eaux d'origine sous terraine (sources, forages) et de surface (rivières, lacs, étangs). Elles ont toutes des gaz dissous (oxygène, azote, gaz carbonique etc...) et des sels minéraux provenant de leur contact avec le sol (bicarbonates, sulfates, chlorures, silicates, nitrates de différents éléments comme le potassium, calcium, magnésium, sodium etc...). Elles ont également des matières résiduelles en suspension d'origine diverse :

- ✚ Organiques solubles (déchets végétaux (tourbes), résidus d'engrais etc...)
- ✚ Organiques colloïdales solides (détritus végétaux, animaux morts etc...)
- ✚ Matière minérale en suspension (boues, argiles, sables etc...)
- ✚ Matière en émulsion (hydrocarbures, huile, goudron etc...)
- ✚ Organismes vivants (germes, algues, micro-organismes etc...)
- ✚ Des sels minéraux en suspension (sels dissous constitués de leurs 2 ions anion/cation)

Les principaux sels rencontrés sont formés à partir des anions (ion « - »):

- ✚ Chlorure (Cl^-)
- ✚ Bicarbonate (HCO_3^-)
- ✚ Sulfate (SO_4^-)
- ✚ Silicate (HSiO_3^-)
- ✚ Nitrate (NO_3^-)

Ces anions se combinent avec des cations de différents éléments pour donner :

- ⊕ Des chlorures (de sodium NaCl, de calcium CaCl₂, de magnésium MgCl₂)
- ⊕ Des sulfates (de sodium Na₂SO₄)
- ⊕ Des bicarbonates (de sodium NaHCO₃)
- ⊕ Des silicates (de sodium NaHSiO₃)

Les principaux constituants des eaux naturelles, leur inconvénient et les traitements qui leur sont adaptés, sont listés dans le tableau ci-après :

Etat des éléments	Liste des éléments	Inconvénients	Traitement
Suspension ou émulsion	Sables, argiles, débris minéraux insolubles Hydrocarbures, détergents Déchets végétaux Micro-organismes vivants Matière organique	Erosion Corrosion Colmatage Mousses	Dessablage Gégrillage Décantation Floculation Filtration Aération Traitement par biocide Charbon actif
Gaz dissous	Azote Gaz carbonique Oxygène Ammoniac	Corrosions	dégazage traitement chimique
Sels minéraux dissous	Anions : Chlorure (Cl ⁻) Carbonate (CO ₃ ²⁻) Bicarbonate (HCO ₃ ⁻) Sulfate (SO ₄ ²⁻) Silicate (HSiO ₃ ⁻) Nitrate (NO ₃ ⁻) Cations : Sodium (Na ⁺) Calcium (Ca ²⁺) Magnésium (Mg ²⁺) Potassium (K ⁺) Ammonium (NH ₄ ⁺) Fer ferreux (Fe ²⁺) Fer ferrique (Fe ³⁺)	dépôts et entartrage primage fragilité caustique	Extraction adoucissement deminéralisation décarbonatation

Table 7: Principaux constituants des eaux naturelles

11.3. TERMINOLOGIE ET UNITES UTILISEES

Pour avoir une eau de chaudière et vapeur aux normes recommandées par les fabricants de chaudière et machines sur le circuit vapeur (principalement turbine) on suit les paramètres chimiques suivants :

- ⊕ La **dureté totale** de l'eau (**TH**) qui est la teneur globale en sels de calcium et magnésium responsables des dépôts et incrustations. On parle parfois de *dureté carbonatée* ou temporaire due à la présence des bicarbonates de calcium ou magnésium et de *dureté non carbonatée* due aux chlorures et sulfates de calcium et magnésium. Enfin on utilise quelquefois les termes de *dureté calcique* (sels de calcium) et *dureté magnésienne* (sels de magnésium)

Dureté de l'eau	Valeur de TH
Eau très douce	$0 < TH < 5^{\circ}f$
Eau douce	$5 < TH < 15^{\circ}f$
Eau demi dure	$15 < TH < 25^{\circ}f$
Eau assez dure	$25 < TH < 35^{\circ}f$
Eau très dure	$35 < TH < 50^{\circ}f$ et au-dessus

Table 8: Dureté de l'eau

Une eau est dite :

- ⊕ *calcaire* si elle contient du bicarbonate de calcium,
- ⊕ *séléniteuse* si elle contient du sulfate de calcium
- ⊕ *magnésienne* si elle contient des sels de magnésium

L'**alcalinité** de l'eau qui correspond à la neutralisation des composés alcalins par un acide fort. On distingue :

- ⊕ Le **titre alcalin (TA)** qui correspond à la neutralisation des composés alcalins pour décolorer la phénolphthaléine (neutralisation de la soude caustique, de la moitié des carbonates et du tiers des phosphates)
- ⊕ Le **titre alcalimétrique complet (TAC)** qui correspond à la neutralisation des composés alcalins jusqu'au virage de l'hélianthine phénolphthaléine (neutralisation de la soude caustique, des carbonates et bicarbonates et des deux tiers des phosphates). Remarquer qu'il ne peut y avoir à la fois des hydroxydes (radical OH) en même temps que des bicarbonates car ils réagissent entre eux pour donner de carbonates.

- ⊕ Dans les eaux de chaudières on distingue aussi l'**alcalinité caustique** (TA_{OH}) qui correspond à la concentration de la soude caustique libre, mais aussi la chaux et la magnésie (tous les hydroxydes radical OH)

L'**équivalent-gramme** d'un ion se calcule en divisant la masse de l'ion considéré par l'électrovalence de cet ion. Le milléquivalent en est la millième partie. Le milléquivalent-gramme par litre (mé/l) est l'unité de concentration. On utilise principalement le milligramme par litre (mg/l), et le degré français (°f).

Dureté, TA, TAC, TA_{OH} sont mesurés en degré français (°f) unité de concentration ionique valant $1/5$ ° de mé/l.

Expression de la teneur en sulfate alcalin d'une eau en titre alcalimétrique :

A un titre alcalimétrique TA de :

- ⊕ 1 mé/l correspond à 164 mg/l de Na_3PO_4 , 95 mg/l de $PO_{3/4}$, 71 mg/l de P_2O_5
- ⊕ 1°f correspond à 32,8 mg/l de Na_3PO_4 , 19 mg/l de $PO_{3/4}$, 14,2 mg/l de P_2O_5

A un titre alcalimétrique complet TAC de :

- ⊕ 1 mé/l correspond à 82 mg/l de Na_3PO_4 , 47,5 mg/l de $PO_{3/4}$, 35,5 mg/l de P_2O_5
- ⊕ 1°f correspond à mg/l 16,4 de Na_3PO_4 , 9,5 mg/l de $PO_{3/4}$, 7,1 mg/l de P_2O_5

Correspondances entre mé/l et diverses unités internationales

	France	Allemagne	U.K	U.S.A.
mé/l	°f	°d	gr/UK gal ou °	ppm
28 mg de CaO ou 50 mg de $CaCO_3$	10 mg/l de $CaCO_3$	10 mg/l de $CaCO_3$	1 grain par gallon de $CaCO_3$ 14,3 mg/l de $CaCO_3$	1 mg/l de $CaCO_3$
1	5	2,8	3,5	50
0,2	1	0,561	0,7	10
0,357	1,78	1	1,25	17,8
0,285	1,43	0,801	1	14,3
0,02	0,1	0,0581	0,07	1

Table 9: Conversion entre mé/l et diverses unités internationales

Conversion des mé/l et °f en mg/l

Constituant	Formule	Masse molaire en g	Valeur de 1 mé/l en mg/l	Valeur de 1 °f en mg/l
Ion calcium	Ca^{++}	40	20	4,0
Carbonate de calcium	CaCO_3	100	50	10,0
Bicarbonate de calcium	$\text{Ca}(\text{HCO}_3)_2$	162	81	16,2
Sulfate de calcium	CaSO_4	111	55,5	11,1
Hydroxyde de calcium	$\text{Ca}(\text{OH})_2$	74	37	7,4
Ion magnésium	Mg^{++}	24,3	12,15	2,43
Carbonate de magnésium	MgCO_3	84	42	8,4
Bicarbonate de magnésium	$\text{Mg}(\text{HCO}_3)_2$	146	73	14,6
Sulfate de magnésium	MgSO_4	120	60	12,0
Chlorure de magnésium	MgCl_2	95	47,5	9,5
Hydroxyde de magnésium	$\text{Mg}(\text{OH})_2$	58	29	5,8
Ion sodium	Na^+	23	23	4,6
Carbonate de sodium	Na_2CO_3	106	53	10,6
Bicarbonate de sodium	NaHCO_3	84	84	16,8
Sulfate de sodium	Na_2SO_4	142	71	14,2
Chlorure de sodium	NaCl	58,5	58,5	11,7
Hydroxyde de sodium	NaOH	40	40	8,0
Phosphate trisodique	Na_3PO_4	164	54,7	10,9
Ion carbonate	CO_3^{--}	60	30	6,0
Ion bicarbonate	HCO_3^-	61	61	12,2
Ion sulfate	SO_4^{--}	96	48	9,6
Ion chlorure	Cl	35,5	35,5	7,1
Ion phosphate	PO_4^{--}	95	31,7	6,543
Ion nitrate	NO_3^-	62	62	12,4
Acide sulfurique	H_2SO_4	98	49	9,8
Acide chlorhydrique	HCl	36,5	36,5	7,3
Anhydrique carbonique	CO_2	44	22	4,4
Silice	SiO_2	60	60	12,0
Ion potassium	K^+	39	39	7,8
Ion fluorure	F^-	19	19	3,8

Table 10: Conversion entre mé/l et diverses unités internationales

Notion de PH

C'est la concentration du ion hydrogène dans l'eau : $\text{pH} = -\log [\text{H}^+]$

L'échelle va de 1 à 14. De 1 à 7 le produit est acide et de 7 à 14 il est basique

La valeur de 7 indique que le produit est neutre.

Analyse/Interprétation des valeurs/titrages obtenus au laboratoire

⊕ Valeurs de TH versus TAC :

- o $\text{TH} > \text{TAC}$: la dureté carbonatée est représentée par TAC tandis que la dureté non carbonatée se calcule ($\text{TH} - \text{TAC}$). Dans ce cas l'eau ne contient pas de bicarbonates de sodium
- o $\text{TAC} > \text{TH}$: la dureté est ici uniquement carbonatée (il n'y a pas de dureté non carbonatée). L'eau contient du bicarbonate de sodium d'une teneur égale à $\text{TAC} - \text{TH}$. L'eau est dite carbonatée sodique.

⊕ Interprétation du TAC :

- o *Pour une eau brute* : ce sont des bicarbonates de calcium et magnésium (de sodium dans le cas d'eau bicarbonatée sodique). Très rarement on trouve des carbonates de sodium dans le cas d'eau bicarbonatée sodique.
- o *Pour une eau de chaudière* : de la soude caustique (hydroxyde de sodium), du carbonate de sodium, les 2/3 du phosphate trisodique et éventuellement de carbonates de calcium et manésium (dureté résiduelle). On peut trouver des sels organiques venus des produits de conditionnement (tannates, lignosulfonates....)
- o *Pour une vapeur condensée* : les mêmes composants que ci-dessus indiquent du primage (carry-over), éventuellement des produits ammoniacaux ou aminés dans le cas de conditionnement alcalin volatil. Mais sans primage ou traitement volatil, le TAC est nul.

⊕ Interprétation du TAOH :

- o *Sur eau brute* : Il n'existe pas
- o *Sur eau traitée* : de la soude caustique ou de la chaux caustique selon le mode de traitement
- o *Sur une chaudière* : de la soude caustique
- o *Sur l'eau de condensation* : de la soude caustique due au primage (carry-over)

Bulletin d'analyse :

⊕ Eau brute : Paramètres à suivre

o Analyses chimiques :

TA	°f	Oxygène dissous	mg/l
TAC	°f	pH à 20 °C	mg/l
TH	°f	Conductivité à 25 °C	μS/cm
Température	°C	Résidu sec à 180 °C	mg/l
Turbidité	NTU	Oxydabilité au KMNO4	mgO2/l
CO2 libre	mg/l	Silice	mg/l
CO2 libre équilibrant	mg/l		

NTU : unité néphélométrique de turbidité

μS/cm : conductivité en micro Siemens par centimètre (inverse de résistivité) à 25°C

TH : titre hydrotimétrique ou dureté totale (calcium+magnésium)

pH : potentiel hydrogène (lié à concentration en ion H⁺)

KMnO₄ : permanganate de potassium

TA : titre alcalimétrique = hydroxydes + ½ carbonates + 1/3 phosphates

TAC : titre alcalimétrique complet = hydroxydes + carbonates + bicarbonates + sels organiques + 2/3 phosphates

o Balance ionique

Cations		Anions	
Ammonium NH ₄ ⁺	mg/l	Bicarbonates HCO ₃	mg/l
Aluminium Al ⁺⁺⁺	mg/l	Carbonates CO ₃	mg/l
Calcium Ca ⁺⁺	mg/l	Chlorures Cl ⁻	mg/l
Magnésium Mg ⁺⁺	mg/l	Fluorures F	mg/l
mg/l Sodium Na ⁺	mg/l	Nitrates NO ₃ ⁻	mg/l
Potassium K ⁺	mg/l	Nitrites NO ₂ ⁻	mg/l
		Phosphates PO ₄ ⁻	mg/l
		Sulfates SO ₄ ⁻	mg/l
Total cations	°f	Total anions	°f

- o **Autres paramètres à suivre** : Fer (total Fe) en mg/l, manganèse Mn en mg/l, cuivre Cu en mg/l, In en mg/l

Pour une eau de rivière on pourra demander la mesure des matières en suspension (MES) en plus du NTU.

Température et teneur en oxygène dissous doivent être mesurés sur place au moment du prélèvement.

La comparaison CO_2 libre et CO_2 libre équilibrant permet de savoir si l'eau est entartrante ou agressive pour le calcaire.

La majorité des eaux brutes ont un TA = 0. Cependant on peut quelquefois trouver un TA entre 0,5 et 1 °f qui correspond à une faible teneur en carbonate de sodium.

Le TAC d'une eau brute et *dure* correspond généralement aux bicarbonates de calcium et magnésium. Pour une eau bicarbonatée sodique (chaque fois que $\text{TAC} > \text{TH}$) il y a présence de bicarbonate de sodium.

Le pH d'une eau brute est souvent entre 6,5 et 8,5. Le TA est nul si $\text{pH} < 8,3$

Une eau sans sel conduit difficilement le courant, contrairement à une eau salée. Plus la conductivité à 25°C est élevée, plus il y a de sel (donc plus le résidu à 180°C est important)

L'oxydabilité au permanganate de potassium mesure la quantité de matière oxydable (surtout organique). Les eaux de forages sont peu chargées (<1 mg/l), les eaux de ville ont moins de 5 mg/l, et les eaux de rivière entre 5 et 12 mg/l.

Une analyse simplifiée doit comporter au moins les principaux anions (bicarbonates, chlorures, nitrates et sulfates) et cations (calcium, magnésium, potassium, sodium) et la teneur en silice.

L'intérêt des analyses d'eau brute est de comparer dans le temps, si les caractéristiques ont évoluées pour savoir si le design du poste de traitement est correct et modifier si nécessaire la durée du cycle des échangeurs d'ions.

La mesure du TH est plus significative pour l'eau d'appoint que pour l'eau des chaudières.

La mesure est difficile sur l'eau des chaudières souvent colorée. D'autre part un TH = 0 sur eau d'appoint signifie que la chaudière aura toujours un TH = 0.

Cependant dans certains cas (dysfonctionnement du poste de traitement par exemple ou pollution des retours de condensats) on peut avoir d'autres sels que calcium ou magnésium avec risque de dépôts tout en ayant TH = 0.

Donc le TH de l'eau de chaudière n'est pas indispensable.

⊕ *Eau de chaudière :*

- o **Chaudière timbrée à 12 b appoint par eau adoucie :** ci-dessous sont cochés les paramètres à analyser

	pH	TH °f	TA °f	TAC °f	Chlorures °f	Phosphates mg PO ₄ /l	Sulfite mg/l Na ₂ SO ₃	Fer mg/l
Eau brute	X	X	X	X	X			
Eau d'appoint adoucie	X	X	X	X	X			
Eau de bêche	X	X	X	X	X	X	X	
Eau de chaudière	X	X	X	X	X	X	X	
Retour de condensat	X	X	X	X	X			X

- o **Chaudière timbrée à 30 b appoint par eau décarbonatée adoucie :** ci-dessous sont cochés les paramètres à analyser

	pH	TH °f	TA °f	TAC °f	Chlorures °f	SiO ₂ mg/l	Phos phates mg PO ₄ /l	Conduc tivité µS/cm	N ₂ H ₄ mg/l	Fer mg/l
Eau brute	X	X	X	X	X	X				
Eau d'appoint décarbonatée adoucie	X	X	X	X	X	X				
Eau sortie du dégazeur	X	X	X	X	X	X	X		X	
Eau de chaudière	X	X	X	X	X	X	X	X	X	
Retour de condensat	X	X	X	X	X			X	X	X

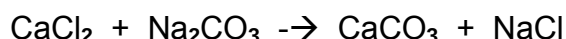
- o **Chaudière timbrée à 70 b appoint par eau déminéralisée :** ci-dessous sont cochés les paramètres à analyser

	pH	TH °f	TA °f	TAC °f	NaOH libre mg/l	SiO ₂ mg/l	Phos phates mg PO ₄ /l	Conduc tivité µS/cm	N ₂ H ₄ mg/l	Fer mg/l
Eau brute	X	X	X	X		X		X		
Eau de sortie déminéralisation	X	X	X	X		X		X		
Eau sortie du dégazeur thermique	X	X	X	X		X	X	X	X	
Eau de chaudière	X	X	X	X	X	X	X	X	X	
Retour de condensat	X	X	X	X				X	X	X

11.4. PHENOMENES D'ENTARTRAGE, CORROSION ET PRIMAGE

11.4.1. Evolution d'une eau soumise au chauffage

Les chlorures et sulfates de calcium ou magnésium réagissent avec les produits alcalins présents dans l'eau de chaudière pour former des sels insolubles (carbonate de calcium et magnésie) donc des dépôts/tartre comme montré dans l'exemple ci-dessous :



Les bicarbonates de calcium et magnésium sont maintenus en solution par l'excès de gaz carbonique. Sans gaz carbonique, sous l'effet de l'élévation de température (au-dessus de 55°C) a lieu une augmentation de concentration puis une précipitation de sel « sec » dans l'eau. Il se produit la réaction suivante à partir du bicarbonate de calcium contenu dans l'eau :



Le carbonate (CO_3Ca) précipite sous forme de tartre.

Les carbonates de potassium, magnésium sodium se forment de la même manière.

Le risque de ces sels est un dépôt sur les aubages turbine, les sièges et les soupapes des circuits vapeur. C'est aussi le risque de dégradation des matériaux par dissolution de métal dans un sel fondu (dépôt de soude pâteuse dans les turbines HP) soit des corrosions de type électrochimique favorisées par la présence des chlorures tant dans la zone humide des turbines que la zone sèche (lors des arrêts sans mesures de conservation).

Les sels les plus nocifs sont ceux d'halogénure (chlorures, fluorures...) qui peuvent provoquer des corrosions par piqûres, des corrosions fissurantes sous tension ou des fissurations par fatigue de corrosion.

La silice dans les eaux naturelles (de 5 à 30 mg/l) sous l'effet de la température et de la concentration peut produire des dépôts très durs et collants sous forme de silicates de calcium et magnésium (si l'eau d'appoint est dure) ou de silice libre si l'eau d'alimentation n'est pas suffisamment désiliciée. Dans ce cas on retrouve des dépôts très durs et adhérents sur les ailettes de turbines au niveau des échappements des turbines MP et BP. Le rendement turbine peut en être altéré.

La teneur en silice dans la vapeur dépend de la qualité de l'eau d'alimentation mais aussi de la pression de vapeur (plus important pour la silice que pour les autres sels).

En fonction des limites communiquées par le fabricant on peut agir sur la qualité de l'eau mais aussi la pression de vapeur.

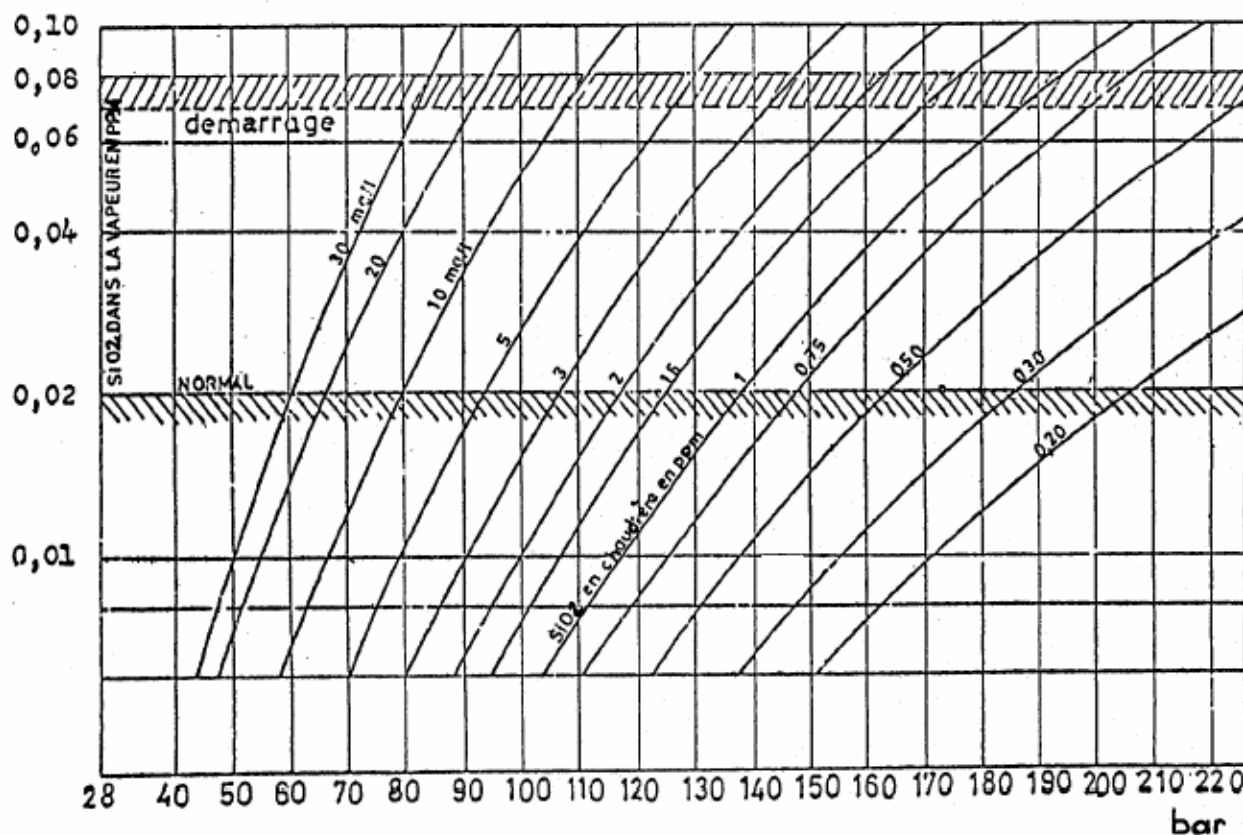


Figure 73: rapport de silice dans eau et vapeur fonction de la pression

Solubilité des gaz :

L'oxygène est très peu soluble (10 mg/l à 15°C, 5 mg/l à 50°C, 0 mg/l à 100°C) mais sa présence entraîne de la corrosion.

L'azote étant inerte, il n'a aucune incidence nocive sur le matériel.

Le gaz carbonique est soluble et dépend de la teneur de l'eau en bicarbonate. L'acide carbonique formé est corrosif.

Titre de la vapeur :

C'est le pourcentage de vapeur saturée sèche produite par la chaudière. Un titre de 98% signifie 98% de vapeur saturée sèche et 2% d'eau.

Le titre peut se calculer en mesurant les chlorures en chaudières et sur retour de condensats.

L'entraînement de l'eau des chaudières induit des dépôts de sels dans les circuits (entartrage)

11.4.2. Entartrage

Les dépôts de produits solides insolubles (carbonates, sulfates, phosphates et silicates de calcium ou magnésium, les oxydes de fer et la silice libre) sur les parois métalliques peuvent fragiliser le matériel quand il sert à échanger la chaleur par conduction (tubes d'eau, de vapeur des chaudières).

Les exemples de conductivité ci-dessous le démontrent.

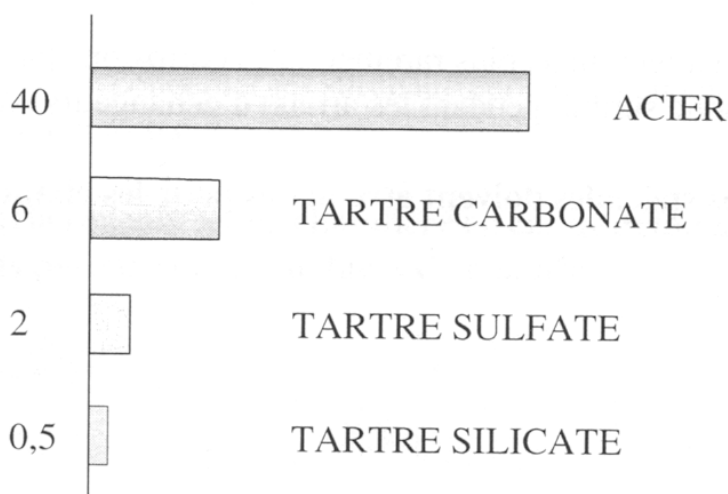


Figure 74: Conductibilité (en kcal/m/°C/h)

11.4.3. Corrosion

C'est la détérioration d'un matériau par des phénomènes physiques, chimiques ou électrochimique résultant de la présence d'un gaz dissous ou de sels minéraux dans l'eau.

Attaque du fer par l'eau

Il existe différentes attaques selon la concentration en ion H^+ .

$pH < 9,8$: le fer passe en solution et est à l'état de cation Fe^{++} (solution acide)

$9,8 < pH < 12$: le fer se recouvre d'une pellicule d'oxyde magnétique Fe_3O_4

$pH > 12$: le fer passe à l'état d'anion FeO_2H^-

Les oxydes de fer entraînent des dépôts indésirables dans les turbines et la formation de couches contenant de la silice.

Corrosion par oxygène dissous

C'est une corrosion électrochimique par couples galvaniques dus à l'aération différentielle : une partie est baignée d'une eau peu aérée et l'autre d'une eau très aérée.

Du pitting se fait à l'interface (très localisé). Cette corrosion se passe surtout lors d'arrêt prolongé. Il faudra donc un traitement spécial pour les mises sous cocon.

Elle a lieu dans les échangeurs vapeur-air ou vapeur-eau.

Corrosion par gaz carbonique

C'est un acide faible qu'on trouve surtout dans les retours d'eau. Il attaque les tubes dans la partie eau donc dans leur partie inférieure et dans les coudes (érosion). Ici la corrosion est généralisée.

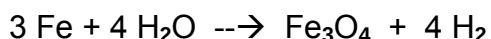
Le gaz carbonique provient d'une eau brute insuffisamment épurée, non dégazée ou alcalinisée ($\text{pH} < 8,3$) mais surtout des bicarbonates décomposés par la chaleur (donnent CO_2 et carbonates eux-mêmes décomposés en CO_2 et NaOH)

Fragilité caustique

La soude caustique attaque l'acier dans les zones de contrainte mécanique élevée (attaque intergranulaire) qui existait dans des constructions dudgeonnées. Ces contraintes n'existent plus dans les chaudières à tubes soudés.

On évite la fragilité caustique en limitant la concentration alcaline et la teneur en soude libre. Pour les chaudière à haute pression ($P > 100 \text{ b}$) on n'utilise pas la soude et ses sel mais des réactifs volatils.

Attaque du fer par la vapeur d'eau



Ce phénomène ne se passe qu'à partir de 450°C au niveau des surchauffeurs (c'est pour cela qu'ils sont souvent en chrome-molybdène). Mais cette température peut se retrouver en cas de dépôts sur les surfaces de chauffe.

11.4.4. Primage

L'entraînement d'eau a trois causes possibles : par entraînement d'eau (niveau trop haut), par entraînement de gouttelettes (demande trop brusque de vapeur, détérioration des séparateurs de gouttelettes...), par entraînement sous forme de mousse (si alcalinité ou salinité trop haute, présence de boue ou matières organiques)

Les conséquences sont :

- ⊕ Risque de déclenchement par niveau haut
- ⊕ Blocage des vannes vapeur, coup de bélier
- ⊕ Engorgement des réchauffeurs vapeur
- ⊕ Formation de dépôts sur les surchauffeurs
- ⊕ Dépôts sur les turbines (diminution des performances)
- ⊕ Détérioration des appareils en contact avec la vapeur

Constatation	Causes possibles	Conséquences	Remèdes
Corrosion	Oxydoréduction par l'acide carbonique dont la formation est due à la présence de CO ₂ et dont l'action peut être aggravée par la présence d'oxygène	Arrachement de particules métalliques, dissoutes par le condensat Ravinement à la génératrice inférieure des tubes Dépôts noirs de carbonates de fer	Dégazage de l'eau d'appoint Injection de soude dans la bêche, en vue d'élérer le pH
Tartre dans la chaudière	Mauvais élimination des sels entartrants (calcium, magnésium)	Déposé sur les parois chaudes, le tartre est un mauvais conducteur de la chaleur d'où : • élévation de la température du foyer et des fumées • chocs thermiques graves si le tartre s'écaille	Mesurer le TH à la sortie de l' adoucisseur Procéder à la maintenance ou aux réparations sur cet appareil Régler les dosages des produits destinés aux opérations de carbonatation et de floculation

Constatation	Causes possibles	Conséquences	Remèdes
Tartre dans la tuyauterie et les corps de chauffe	Primage mécanique provoqué par des soutrages excessifs de vapeur Primage chimique lié à des mauvaises purges du séparateur Déconcentration insuffisante Excès de réactifs	Encrassement des corps de chauffe, tuyauteries, robinets, purgeurs, clapets Baisse de l'échange thermique au niveau des appareils consommateurs Dégradation et contamination des matériels et produits en contact avec la vapeur Coups de bélier violents par entrainement des bouchons d'eau	Séparateur et déverseur à mettre en place ou à vérifier Contrôle de la salinité et de déconcentration à automatiser ou à réaliser plus fréquemment
Chancres de rouille et boues rouges dans le condensat	Oxydation de fer	Percement des tuyauteries (phénomène accentué par une vitesse excessive de la vapeur) Encrassement des organes de fermeture, robinets et purgeurs, d'où : - Fuites de vapeur - Purge de ligne inefficace ou inexistante	Mesure de l'oxygène dissout et dosage des sulfites à revoir

Table 11: Tableau récapitulatifs des problèmes de corrosion, entartrage et primage

11.5. INSTALLATIONS DE TRAITEMENT DES EAUX

Ci-dessous est schématisé un cycle d'eau.

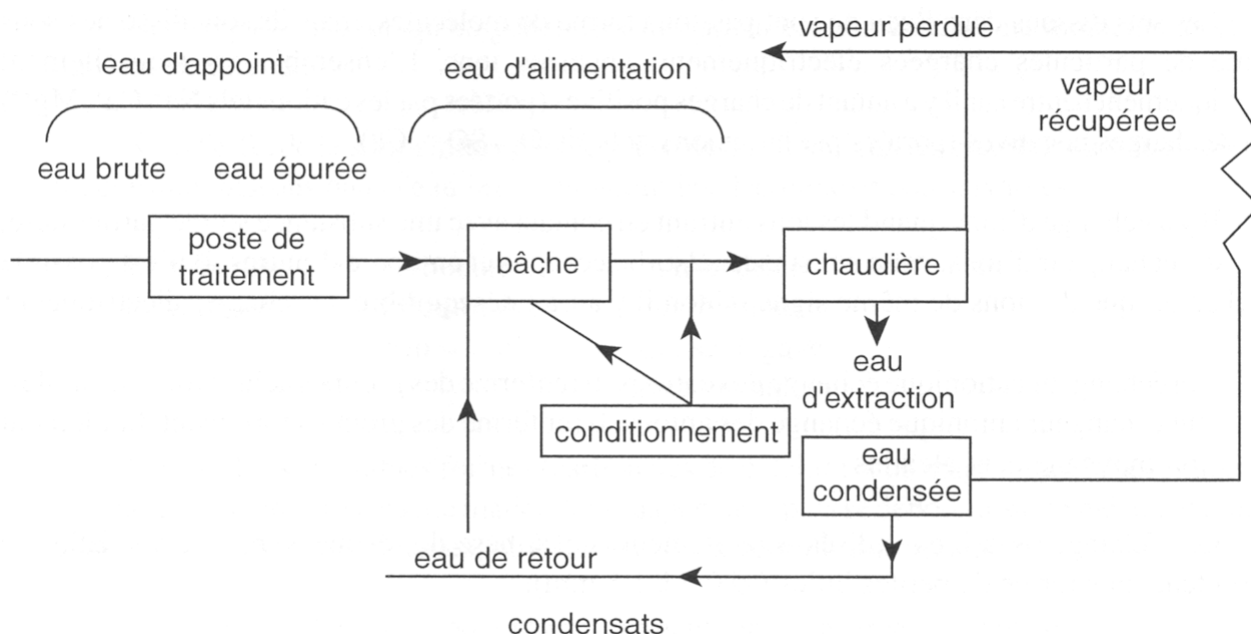


Figure 75: Schéma du cycle de l'eau de chaudière

Le but du traitement est d'éviter les inconvénients cités plus haut (chapitre 8.4). Il existe donc un *traitement préalable* qui élimine au minimum les ions calcium et magnésium. On peut aussi traiter les bicarbonates, la salinité totale, la silice et les gaz dissous.

Le *conditionnement* améliore la composition de l'eau traitée par injection de réactif dans l'eau d'alimentation (alcalins, réducteurs, dispersants etc...).

La qualité de l'eau dépend du taux de vaporisation, de la pression et du design du générateur. Le constructeur de la chaudière doit définir la qualité de l'eau et l'utilisateur doit choisir le mode de traitement. Les traitements sont plus ou moins complexes selon la qualité voulue.

Il existe 3 types de traitement :

- ⊕ Par échangeur d'ions
- ⊕ Par osmose inverse
- ⊕ Par épuration chimique par formation de composés insolubles (décarbonatation à la chaux)

11.5.1. Echangeurs d'ions

11.5.1.1. Adoucisseurs sodiques

Ils vont éliminer les ions de calcium et magnésium des bicarbonates et chlorures de calcium et magnésium qui seront remplacés par des ions sodium. Cette permutation est appelée permutation sodique. Les sels dissous dans l'eau le sont sous forme d'ions (anions et cations) électriquement neutre (car ils ont autant d'ions que de cations).

L'échangeur d'ion permet d'échanger des ions de même signe uniquement :

- ⊕ L'échangeur cationique échange des cations. Il renferme de groupes acides forts ou faibles
- ⊕ L'échangeur anionique échange des anions. Il renferme de groupes alcalins forts ou faibles

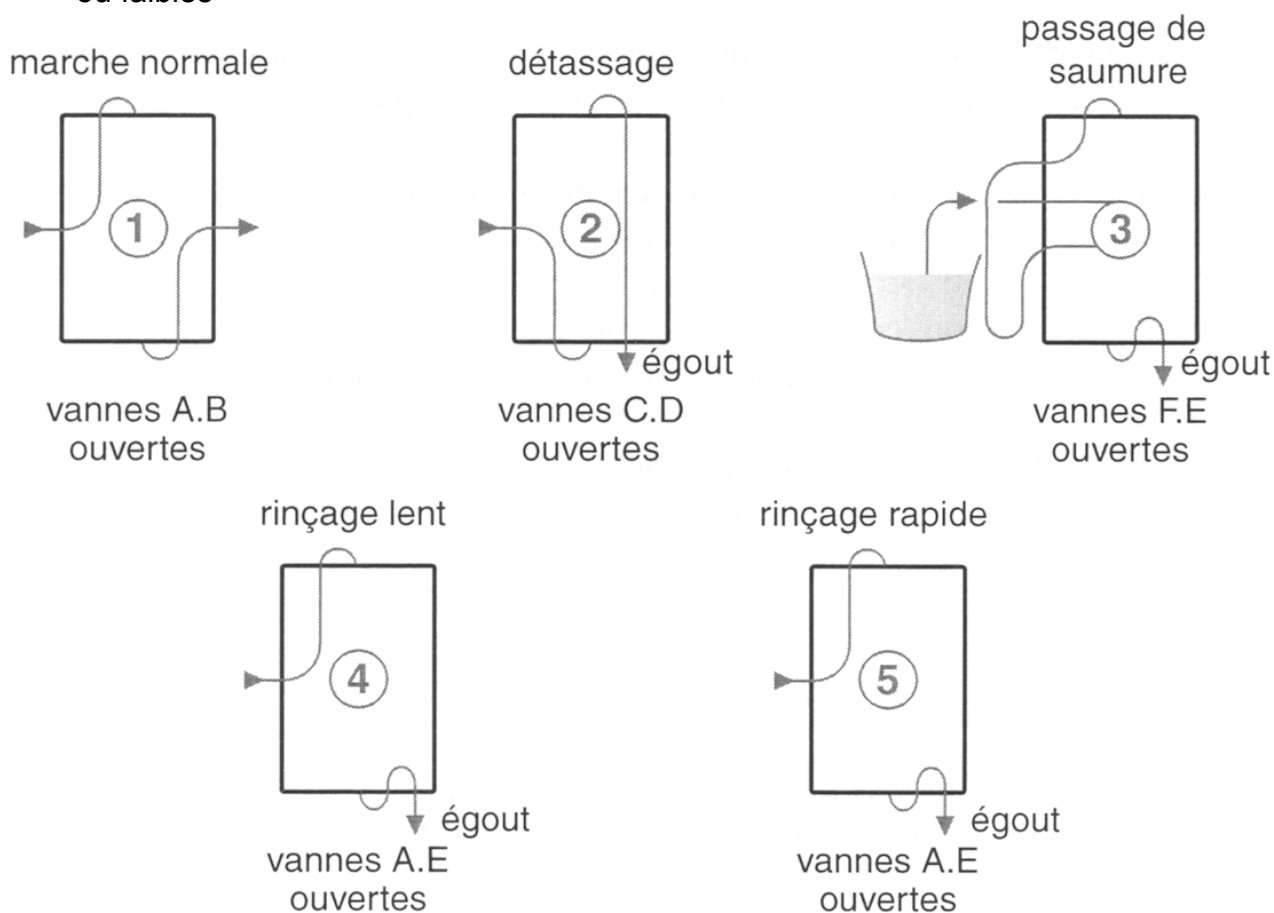


Figure 76: Phases de régénération des résines

Les échangeurs sont à base de résine synthétique (petites billes de 0,5 à 1,5 mm de diamètre). L'eau à traiter passe dans des lits de résine. Lorsqu'elles sont épuisées elles sont régénérées par de la saumure.

Le cycle de régénération souvent automatique comporte 4 phases (détassage à contre-courant, passage de la saumure de régénération, rinçage et remise en service).

L'eau doit subir un pré-traitement avant de passer dans les résines. Il faut éliminer les matières en suspension, colloïdales et organiques qui détériorerait rapidement les résines.

Il faut aussi supprimer le fer en l'oxydant par aération (oxyde ferreux soluble ou ferrique insoluble) et par filtration pour éliminer l'hydroxyde ferrique.

Principe de la permutation sodique et de la régénération des résines

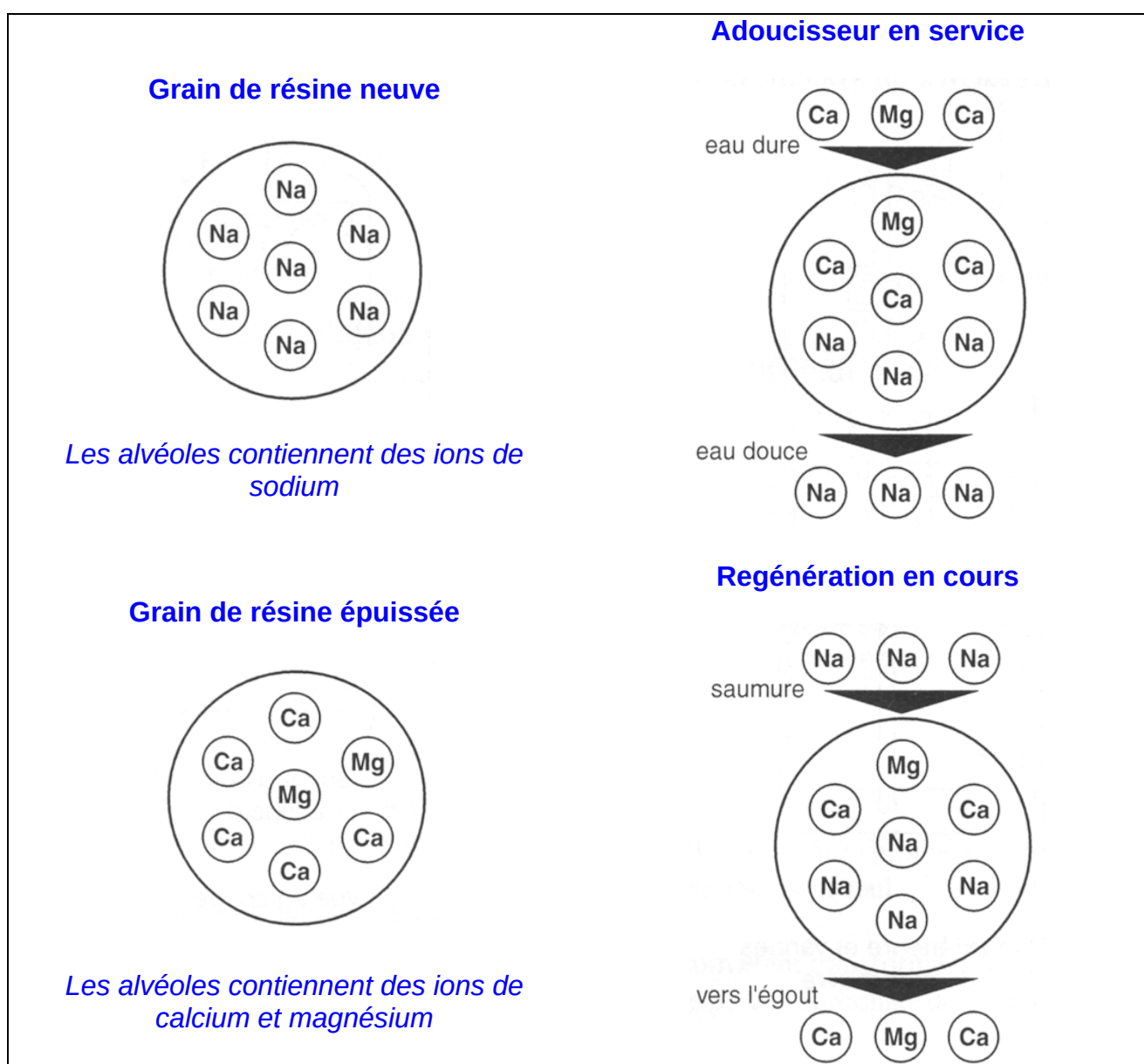


Figure 77: Principe de l'adoucisseur d'eau

Quand l'échangeur a cédé tous ses ions sodium il doit être régénéré en sens inverse par un sel de sodium.

Après traitement l'eau a les caractéristiques suivantes :

- ⊕ TH < 0,2 ou 0,3 °f
- ⊕ TAC inchangé
- ⊕ Teneur en sulfates, chlorures et silice inchangée

Inconvénients :

Le bicarbonate de sodium qui a remplacé celui de calcium et magnésium, se décompose dans la chaudière en carbonate de sodium et soude caustique et en gaz carbonique. Donc l'alcalinité de la chaudière augmente (donc les risques de primage / il faudra faire des extractions) et les condensats deviennent agressifs avec l'acide carbonique.

11.5.1.2. Decarbonation sur resines carboxyliques

Ce sont des résines échangeuses d'ions, insolubles dans l'eau, sur lesquelles sont fixées des actifs carboxyliques faiblement acides. La réaction chimique est la suivante :

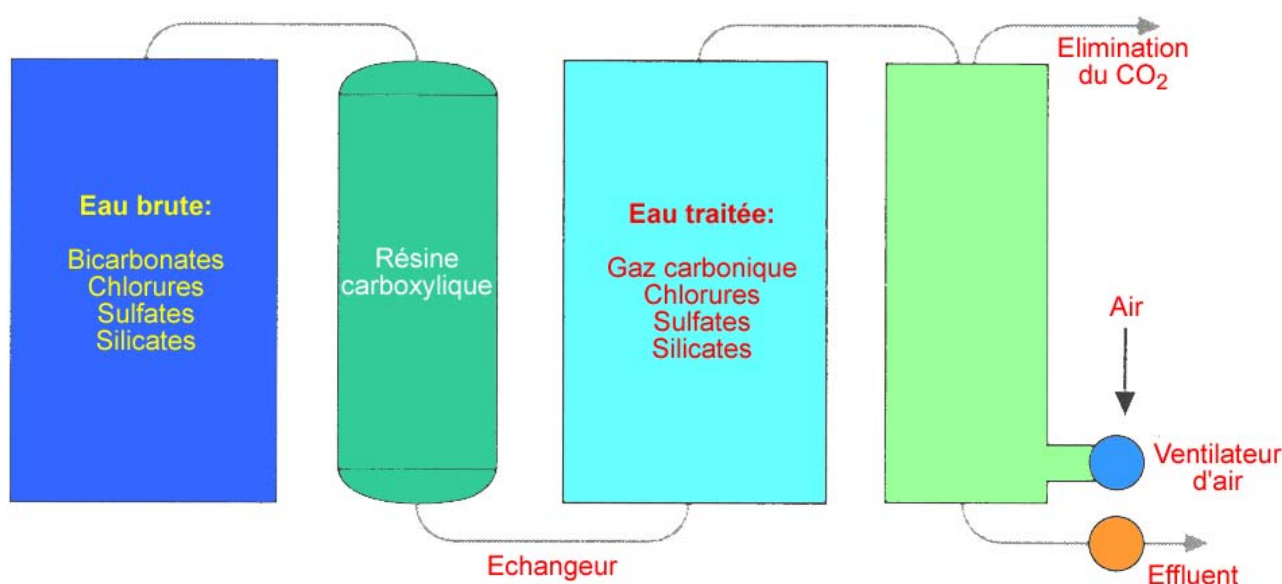
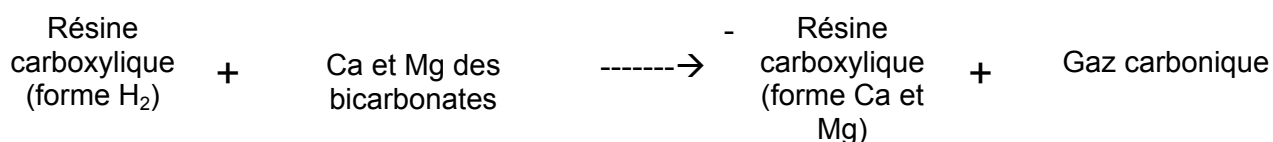
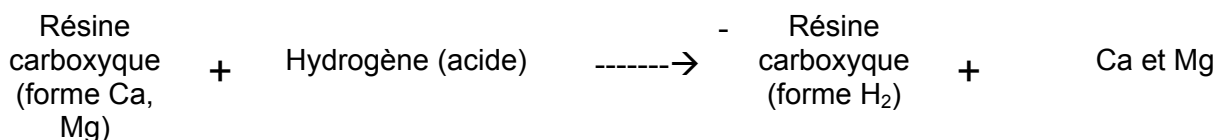


Figure 78: schéma de la décarbonation par résines carboxyliques

Après traitement il faut les **régénérer** c'est-à-dire les repasser de la forme carboxylique Ca et Mn à la forme carboxylique H₂. Ceci est réalisé par contact avec les anions H⁺ d'une solution d'acide chloridrique ou sulfurique (la solution acide sulfurique d'installation plus économique est davantage utilisée).

La réaction est la suivante :



L'eau de traitement chargée en calcium et magnésium est rejetée

Figure 79: Décarbonatation et régénération des résines à l'acide chloridrique

Mettre ici croquis du bas mod 5 p 71

Si l'acide chloridrique peut être utilisé sans problème à toute concentration (5 ou 10%), l'utilisation de l'acide sulfurique oblige à avoir un dosage progressif en début de cycle de régénération car la formation de sulfate de calcium insoluble en grande quantité peut obstruer rapidement les résines. On fait varier progressivement la concentration de 0,4 à 4% pour maîtriser la quantité de sulfates produits.

L'effluent de régénération qui est acide doit être neutralisé avant rejet. On peut utiliser une pompe à soude caustique ou des lits de calcaire (ou de dolomie)

Après traitement l'eau a les caractéristiques suivantes :

- ⊕ TH = 0 °f
- ⊕ TA : des traces soit pH > = 8,3
- ⊕ TAC < = 4 ou 5 °f
- ⊕ Teneur en sulfates, chlorures et silice inchangée

Le design des résines (volume) se fait à partir de l'eau à traiter et des résultats TAC et TH voulus en fonction des coefficients d'échange des résines (environ 8°f m³ /l pour TAC avec eau non bicarbonatée sodique et environ 6°f m³ /l pour TH).

Tous les ions calcium et magnésium ne proviennent pas des bicarbonates, il faut donc prévoir un adoucisseur à la sortie de la décarbonatation (voir schéma ci-après)

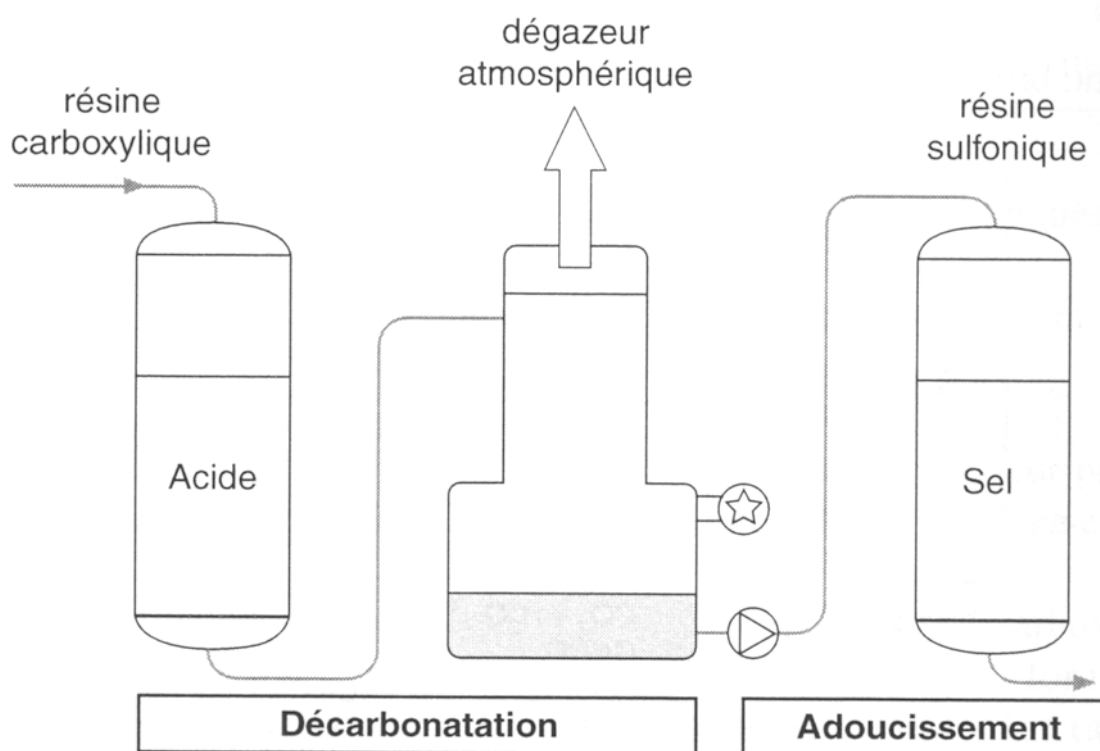


Figure 80:schéma de la décarbonatation carboxylique et de l'adoucissement

Après ce traitement il reste encore des chlorures et silicates préjudiciables à certaines installations (chaudières à haute pression alimentant des turbines). La seule manière de les éliminer est la **déminéralisation totale**.

11.5.1.3. Demineralisation totale

Principe :

Chaque sel est constitué d'élément positif (cation sodium par exemple) et négatif (anions chlore ou nitrate).

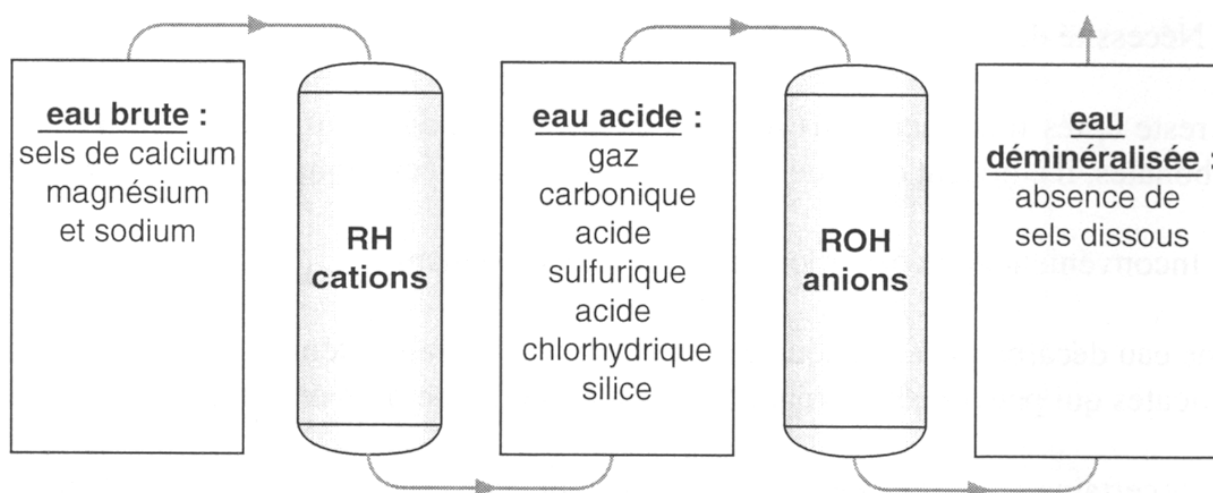


Figure 81: principe de la déminéralisation totale

La première colonne échangeuse de cation va piéger les cations de l'eau à traiter et les remplacer par des ions H^+ .

La deuxième colonne échangeuse d'anion va piéger les anions de l'eau à traiter et les remplacer par des ions OH^- .

L'ion hydrogène et l'ion hydroxyde se recombine pour former de l'eau.

Exemple de chaîne composée

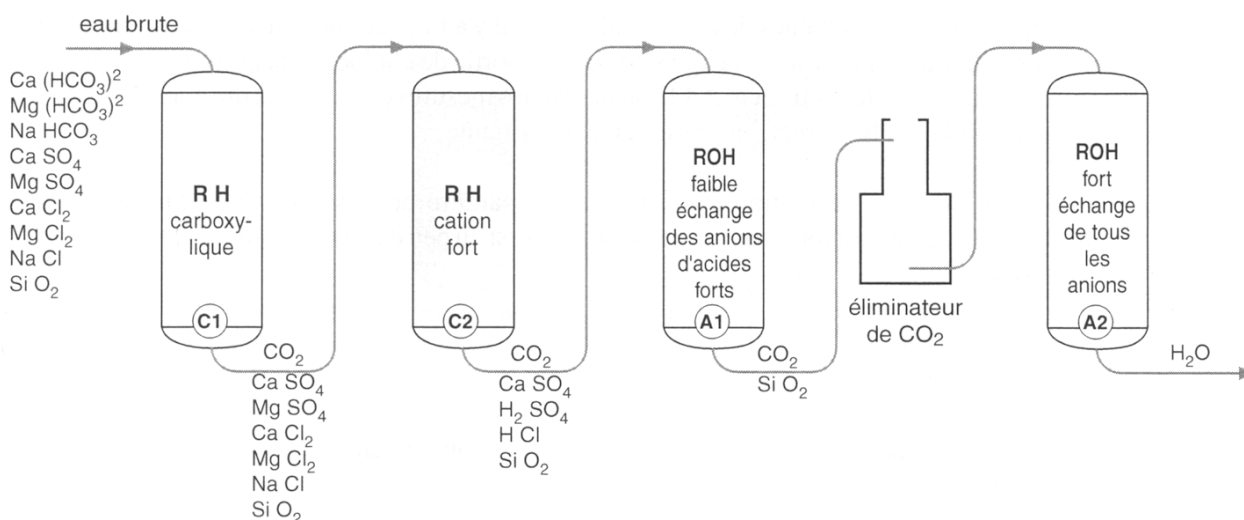


Figure 82: Chaîne complète de déminéralisation totale

L'installation est identique à la précédente pour la fixation des cations. C'est-à-dire qu'une résine carboxylique fixe le Ca et Mg.

Cette disposition est utilisée lorsque l'eau à traiter est fortement chargée en chlorures, sulfates, nitrates (SAF élevé). L'échangeur anion fixe ces éléments et l'échangeur A2 fixe l'acide carbonique et silicique.

Quand on utilise un groupe d'échangeurs anion faible – anion fort, un dégazeur de CO₂ peut être placé entre les deux (puissance de reprise de la pompe plus faible).

La régénération des échangeurs anions se fait en série avec de la soude caustique qui pénètre dans A2. L'effluent fortement chargé en soude et silice est utilisé pour régénérer A1. Il y a économie de soude. Mais pour éviter que la silice ne se précipite et se dépose sur les résines A1, la quantité de soude doit être élevée. Mais plus la concentration de soude est importante et plus les rinçages sont difficiles.

Le compromis est trouver un point de concentration de soude moyen (au-dessus du point de précipitation de la silice). Le débit est réglé pour que cette précipitation n'ait pas le temps de se faire dans l'échangeur A1. Le temps de rinçage est alors minimum.

Pour les chaînes de déminéralisation composées soit d'un seul échangeur anion fort soit du groupe anion faible-anion fort, on constate une forte augmentation momentanée de la résistivité en sortie de l'échangeur anion fort avant la fin du cycle, au début du passage de la silice (résistivité révélée par les enregistreurs).

Ce phénomène est dû à deux particularités simultanées:

- ✚ à une fuite de sodium au niveau de l'échangeur cation fort donc une présence de soude pas toujours détectable par les mesures courantes.
- ✚ A un peu de gaz carbonique libéré en même temps que la silice en fin de cycle de l'échangeur anion fort.

L'acide plus base donne du sel mesuré par la sonde du résistivimètre.

Régénération

Quand les résines sont saturées il faut les régénérer.

Pour la colonne échangeant les cations on utilise une solution fortement chargée en H⁺ (acide nitrique, chloridrique ou sulfurique)

Pour la colonne échangeant les anions on utilise une solution fortement chargée en OH⁻ (soude caustique).

On utilise les mêmes phases que pour la régénération des résines des adoucisseurs sodiques.

Le taux de régénération est choisi pour que l'eau traitée est un TAC = 0.

La régénération se fait avec un excellent rendement.

La dureté diminue également. Le gaz carbonique produit est important puisque les ions H^+ sont échangés par Ca^{++} et Mg^{++} (dissociation des bicarbonates). L'ion bicarbonate combiné à H^+ produit H_2CO_3 qui se décompose en H_2O et CO_2

L'augmentation du TAC indique la fin du cycle.

11.5.1.4. Polissage sur lits melanges

Pour les chaudières à très haute pression la déminéralisation précédente peut être insuffisante. Il peut rester des traces de soude et de silice (fin de cycle de rinçage mal ajustés).

Principe

On fait passer l'eau dans un mélange de résines sulfoniques $R-SO_3H$ et de résines fortement basiques $R-OH$. Leur fonctionnement est le même que précédemment.

Régénération

Un lit mélangé est plus complexe à régénérer. Il faut séparer les résines. Comme ici les résines sulfoniques sont de densité plus grande que les anioniques fortes, après un soulèvement elles se redéposent par couche de densité.

Des croisillons injecteurs sont disposés à l'interface et injectent les fluides de régénération différents, dans des directions opposées..

Pour éviter la diffusion de l'acide vers la couche de résine anionique et la diffusion de la soude vers la couche cationique, des injections d'eau déminéralisées sont faites sur la couche qui n'est pas en traitement.

A la fin du cycle de régénération, les résines sont remélangées par de l'air comprimé.

On obtient ainsi :

⊕ Résistivité : 10 000 000 Scm

⊕ Silice < 0,005 mg/l

On utilise ce procédé pour traiter les condensats. On les filtre sur charbon actif et on les refroidit avant de les régénérer sur ces résines.

11.5.2. Osmose inverse

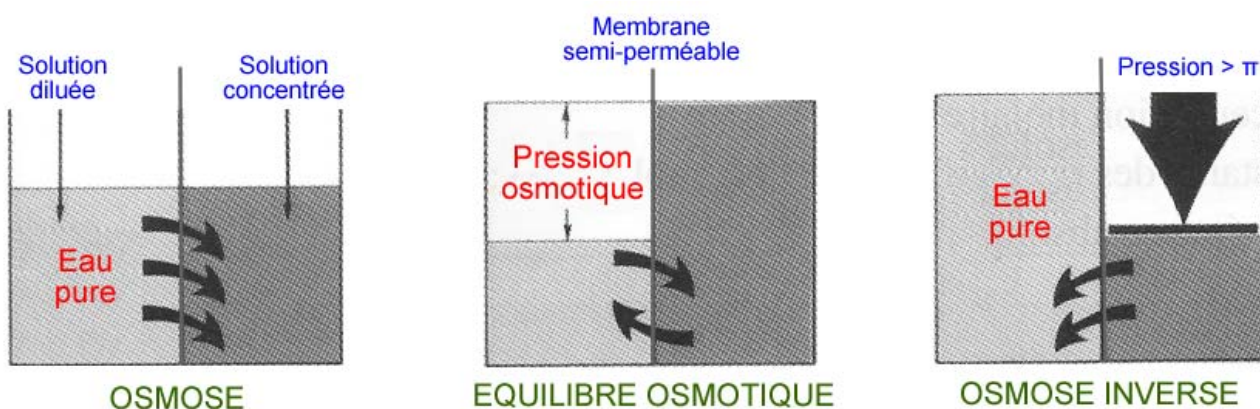


Figure 83: Principe de l'osmose inverse

L'osmose est le phénomène naturel qui fait passer les molécules d'eau à travers une membrane semi-perméable. Ce passage s'arrête avec l'égalité des concentrations ou avant si la pression à vaincre atteint la valeur limite appelée pression osmotique.

L'osmose inverse consiste à appliquer sur l'eau une pression supérieure à la pression osmotique afin d'en extraire les molécules d'eau par passage dans la membrane semi-perméable.

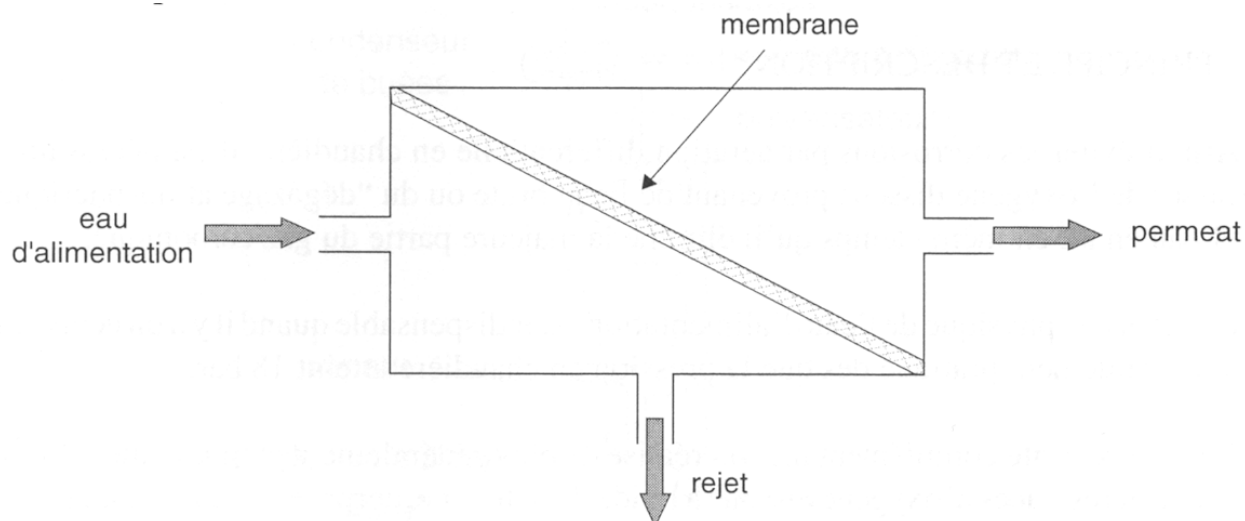


Figure 84: Schéma de principe de membrane à flux tangentiel (1)

On constate une légère fuite ionique de l'ordre de 0,5 à 1% (plus élevé pour les ions monovalents que bivalent ou pour la silice). Il passe donc dans le perméat ce pourcentage multiplié par la concentration. Donc pour une concentration de 4 la fuite sera de 2 à 4%.

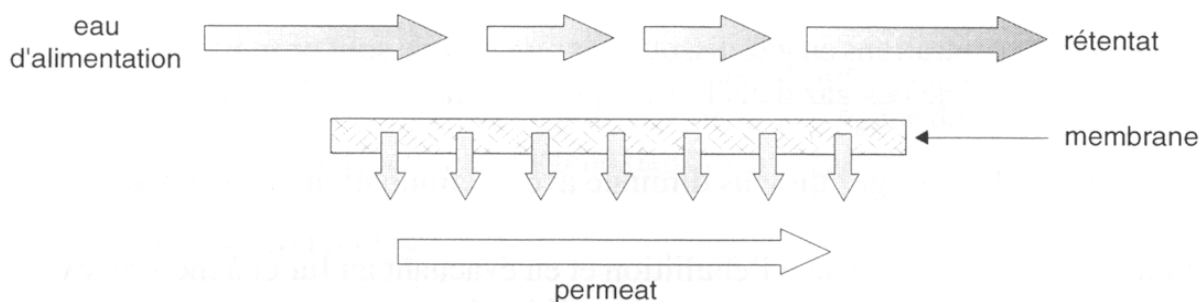


Figure 85: Shéma de principe de membrane à flux tangentiel (2)

Un prétraitement par adoucissement est nécessaire avant l'osmose inverse pour ne pas encrasser les membranes trop rapidement.

Inconvénients :

Si on envoie une eau dure en osmose inverse, on retrouve 2 à 4% de cette dureté ce qui est encore trop pour certains générateurs.

Si on n'a pas traité la dureté carbonatée on va retrouver Ca et Mg dans les pores des membranes (diminution de la perméabilité)

Donc l'osmose inverse seule ne peut être un traitement complet que pour des eaux de process mais pas de chaudières pour lesquelles il faudra des traitements additionnels.

11.5.3. Degazage thermique

Principe

Pour ne pas avoir de corrosion par aération différentielle, il faut se débarrasser de l'oxygène dissous provenant de l'eau brute ou du dégazage atmosphérique qui retire le CO₂ mais sature l'eau en air.

Ce dégazage est indispensable dès qu'il y a un économiseur.

Comme sécurité complémentaire on injecte de l'hydrazine oxydo réducteur volatil qui élimine les dernières traces de O₂. Mais son emploi est interdit si le traitement se fait sur eau d'alimentation (alimentaire). Dans ce cas il faut utiliser du sulfite de sodium.

Pour le dégazage thermique on utilise les lois de solubilité des gaz :

- ⊕ Les concentrations des gaz dissous dans un liquide sont proportionnelles aux pressions partielles de ces gaz dans l'atmosphère au-dessus du liquide
- ⊕ La solubilité des gaz dissous diminue avec l'augmentation de la température

Pratiquement en travaillant à l'ébullition et en ventilant les gaz dégagés à l'atmosphère on élimine tous les gaz dissous.

Dans la pratique ce type de dégazeur est réglé à 102 / 105°C. L'équilibre pression-vapeur est automatique. L'air ne peut entrer dû à la vapeur saturée produite (voir figure ci-après)

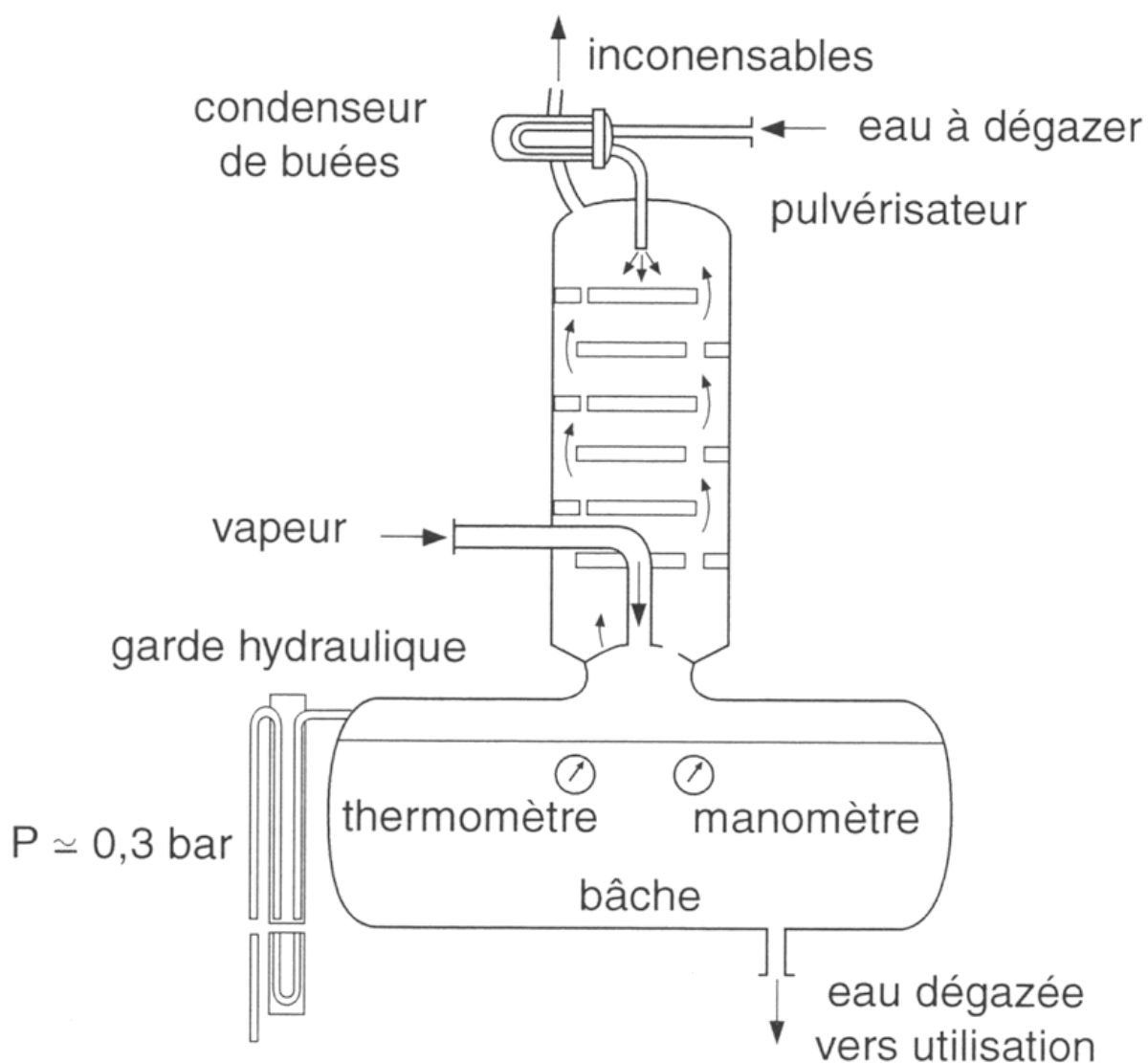


Figure 86: Dégazage thermique

L'eau à dégazer est purgée à la partie supérieure. La vapeur de chauffe arrive à la base du dégazeur. La vapeur de chauffe est condensée par l'eau à dégazer. Les incondensables sortent au sommet du dégazeur.

Il suffit de maintenir la pression du dégazeur correcte (régulée par la vanne de vapeur selon la température de réglage).

On contrôle les excès de réactif anti-oxygène dans les eaux de chaudières. Par cette méthode on obtient moins de 10 mg/l d'oxygène dissous dans l'eau de chaudière.

Le seul inconvénient est la consommation de vapeur.

11.6. CONDITIONNEMENT DES EAUX D'ALIMENTATION DES CHAUDIERES

11.6.1. But du conditionnement

Il est nécessaire de conditionner les eaux de chaudières par des réactifs appropriés de manière à protéger les installation des risques évoqués précédemment (entartrage, corrosion etc...).

Ce chapitre explique la manière la manière de se protéger :

- ✚ De la dureté de l'eau
- ✚ De la présence d'oxygène
- ✚ Du primage

11.6.2. Reactifs utilises

11.6.2.1. Ajustement du ph

La soude caustique (NaOH) est la plus utilisée avec les phosphates de sodium Na_2HPO_4 et Na_3PO_4

D'autres réactifs utilisés pour d'autre buts ont des effets sur le pH de l'eau des chaudières (hydrazine, cyclohexylamine, morpholine, amines neutralisantes) car ils ont des propriétés basiques.

11.6.2.2. Protection contre la durete

Les phosphates sont les plus utilisés car combinés au calcium ils donnent des phosphates tricalciques insolubles très fins qui n'adhèrent pas aux parois s'ils sont en faible quantité. Ils sont facilement évacués par les purges d'extraction de boues (purges de fond) quand la chaudière est à faible débit ou à l'arrêt.

Le dosage de protection dépend de la pression de fonctionnement de la chaudière (20 à 30 mg/l PO_4^{3-} pour une pression de ≤ 25 b).

De plus les phosphates ont un effet anti-corrosif par passivation de l'acier

Noter que le dosage en phosphate peut renseigner sur l'augmentation de dureté car si la teneur en PO_4^{3-} chute alors que l'injection du traitement est correcte, cela signifie que le

phosphate s'est insolubilisé en réagissant avec les sels de calcium et magnésium liés à la dureté.

Un autre composé ETDA ou complexon, peut être utilisé car il empêche le calcium de précipiter. Etant un composé organique il a tendance à se décomposer en acide acétique à haute température. Il est donc peu utilisé.

La protection de la chaudière est assurée avec quelques mg/l en excès.

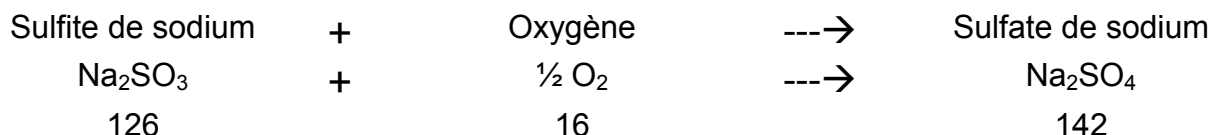
D'autres produits moins sensibles à la température existent (chélatants à groupe carboxyliques)

11.6.2.3. Destruction de l'oxygène dissous

Les réactifs utilisés sont :

- ⊕ Le **tanate de sodium** réactif organique réducteur qui peut former des dépôts visqueux et isolant et qui colore fortement les eaux. Il est interdit pour des pressions de service de plus de 35 b.
- ⊕ Le **sulfite de sodium** Na_2SO_3

La réaction avec l'oxygène est la suivante :



Pour éliminer 1g d' O_2 il faut 8g de Na_2SO_3 et on obtient 9g de Na_2SO_4

L'utilisation du sulfite augmente la salinité de la chaudière.

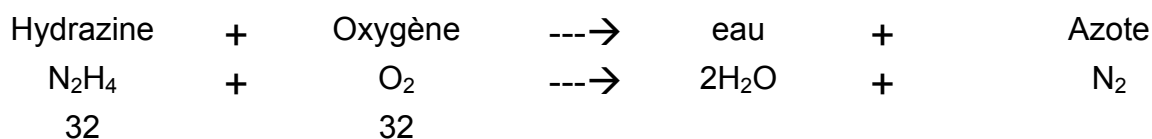
Le traitement est d'autant plus important que la température de l'eau d'alimentation est basse. Pour exemple la solubilité de l'oxygène est de 9,09 mg/l à 20°C, 5,75 mg/l à 50°C et 1,59 mg/l à 90°C.

On a intérêt à avoir une eau de bêche assez chaude (80°C) car en dessous la vitesse de la réaction du sulfite sur l'oxygène est lente.

L'excès de sulfite à maintenir est différent selon le cycle des analyses de contrôle :

- ⊕ Analyse journalière ou dégazeur thermique en service : 30 à 100 mg/l
- ⊕ Analyse moins fréquente et pas de dégazeur thermique : 50 à 150 mg/l

L'hydrazine N₂H₄



Pour éliminer 1g d' O₂ il faut 1g de N₂H₄

L'hydrazine est commercialisée à l'état d'hydrate d'hydrazine N₂H₄ ,H₂O lui-même dilué à 24 ou 35% dans l'eau. Donc pour éliminer 1g d' O₂ il faut 6,5g d'hydrate d'hydrazine à 24%.

Ces produits étant volatils, il n'y a pas d'incidence sur la salinité de l'eau des chaudières.

La vitesse de réaction est assez lente. On utilise ce produit après un dégazage thermique pour avoir le minimum d'oxygène à réduire.

Ce produit toxique doit être manipulé avec les protections d'usage (gants, lunettes) et ne doit pas être utilisé dans de l'eau alimentaire.

L'excès d'hydrazine à vérifier sera :

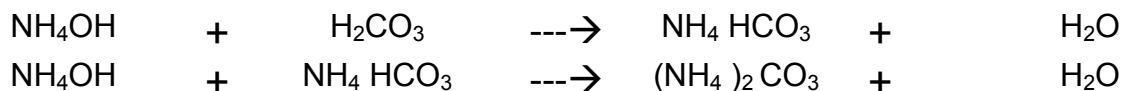
- ⊕ 0,1 à 0,5 mg/l s'il y a dégazage thermique et analyse journalière
- ⊕ 0,5 mg/l dans les autre cas

11.6.2.4. Protection des lignes de retour des condensats

On utilise des réactifs volatils qui se dégagent avec la vapeur et se redissolvent dans les eaux condensées neutralisant l'acide carbonique et formant un film protecteur sur les parois empêchant le contact eau-métal.

L'ammoniaque :

L'ammoniaque réagit avec le gaz carbonique acide pour donner des bicarbonate et carbonate d'ammonium



Pour assurer la protection on injecte l'ammoniaque de façon à avoir un léger excès dans les condensats. Pour cela on maintient un pH de 8,5 (légère coloration rose momentanée de la phénolphtaléine)

Au lieu de l'ammoniaque pure on peut aussi utiliser le phosphate d'ammonium qui réagit avec la soude libre de la chaudière pour former de l'ammoniac NH_3 qui se dégage avec la vapeur et se dissout dans la vapeur condensée pour former $\text{NH}_4 \text{HO}$

Si les circuits comportent du cuivre ce procédé ne peut être utilisé.

Les amines neutralisantes (cyclohexylamine, morpholine, alcanolamine)

Ce sont des bases volatiles comme l'ammoniaque qui réagissent avec le gaz carbonique pour donner des carbonates d'amines

Comme précédemment le dosage est adapté pour avoir un pH de 8,5 (légère coloration rose momentanée de la phénolphtaléine)

Ces réactifs sont souvent employés en mélange pour avoir à la fois un pouvoir alcalinisant correct, un coefficient de partage eau-vapeur satisfaisant et peu d'agressivité par rapport au cuivre.

Les amines filmantes ou amines grasses (hexadécylamine), octadécylamine, dioctadécylamine)

Ces produits se déposent sur les canalisations formant un film protecteur. Ils sont injectés de façon à avoir un léger excès en retour de condensats

L'efficacité est testée en analysant le contenu du fer (Fe^{++}) dans les retours. On peut aussi disposer des éprouvettes témoins sur les circuits et les peser de temps en temps.

11.6.2.5. Lutte contre le primage

On utilise des réactifs organiques qui modifient la tension superficielle de l'eau (mélange de polyamides en solution dans des polyalcools avec de l'éthylène glycol).
Le dosage est donné par chaque fabricant.

11.6.3. Mise en oeuvre

Les réactifs sont injectés en bêche ou en chaudière par pompe doseuse.

Les précautions basiques opératoires à prendre sont :

- ⊕ Maintenir les bacs propres (pour éviter les colmatages filtre)
- ⊕ Pour la dissolution des réactifs en poudre utiliser des eaux froides (soude) ou chaudes (phosphates, sulfites) mais toutes épurées. On peut utiliser l'eau des condensats. Eviter des eaux avec précipitations de sel calcaires.
- ⊕ Eviter de mettre ensemble des réactifs incompatibles par leur composition chimique ou qui doivent être injectés dans des endroits différents pour avoir une action plus efficace
- ⊕ Pour certains produits éviter le contact avec l'air (sulfite, hydrazine). Utiliser des couvercles flottants.
- ⊕ Utiliser de préférence un bac par réactif et une pompe doseuse par produit

11.6.4. Choix des points d'injection

Excepté le cas de générateurs de vapeur à usage alimentaire (non utilisés dans l'industrie pétrolière amont) pour lesquels des points d'injection sont utilisés sur les retours, le traitement est réalisé par injection dans la bêche alimentaire.

Correction du pH

Au niveau de l'eau d'appoint de la bêche alimentaire.

Correction de la dureté

L'injection peut se faire en bêche ou en chaudière (mais il faut alors une pompe HP). L'injection dans la chaudière ne se justifie que si l'eau d'appoint de la bêche reste trop dure.

Elimination de l'oxygène

L'infection se fait dans la bêche d'eau dégazée quand il y a un dégazeur thermique.

Quand il n'y a pas de dégazeuse, il peut se faire dans la bêche mais il y a une surconsommation d'hydrazine due au contact de l'air sur le plan d'eau de la bêche.

On peut injecter à l'aspiration de la pompe alimentaire, mais le temps de réaction du produit n'est pas suffisant pour éliminer tout l'oxygène avant d'entrer dans le ballon. Donc on peut retrouver de l'oxygène dans la vapeur.

Alcalinisation des eaux de retour par amines volatiles

Avec une installation comprenant un dégazeur thermique, l'injection se fait à la bêche.

Dans le cas contraire avec une bêche à plus de 80°C on peut craindre une évaporation du produit. On peut alors choisir l'aspiration des pompes alimentaires ou directement dans la chaudière.

Dans les circuits de retour longs et complexes on peut être amené à prévoir plusieurs points d'injection directement sur les retours.

11.7. INTERPRETATION DES RESULTATS D'ANALYSE ET ACTIONS

Il est nécessaire de faire régulièrement des analyses des eaux d'alimentation, de chaudière et de retour de façon à :

- ✚ Vérifier l'efficacité de l'épuration
- ✚ Optimiser le taux de purge
- ✚ Optimiser la consommation des produits de traitement

11.7.1. Points de prélèvement et matériel nécessaire

Echantillon	Matériel de prélèvement	Point du prélèvement
Eau brute	Robinet	En amont des appareils de traitement
Eau traitée	Robinet, vanne	Point de prélèvement prévu par fabricant
Eau d'alimentation	Robinet ou échantillonneur (serpentin avec vanne, refroidi extérieurement avec courant d'eau à débit variable)	Sur la réserve d'eau alimentaire ou sur l'aspiration de la pompe alimentaire ou sur la bache du dégazeur ou en aval de tout conditionnement complémentaire
Eau de chaudière	Echantillonneur (serpentin avec vanne, refroidi extérieurement avec courant d'eau à débit variable)	Sur la canalisation de purge de déconcentration de la chaudière en amont de la vanne d'extraction
Retour de vapeur condensée	Echantillonneur (serpentin avec vanne, refroidi extérieurement avec courant d'eau à débit variable)	Sur canalisation de retour des condensats

Table 12: Matériel et points de prélèvement

Un refroidissement efficace est primordial pour assurer la représentativité de l'échantillon car il y a risque d'évaporation de gaz carbonique et des produits alcalins volatils, tous composés essentiels pour mesurer correctement le pH de la vapeur condensée.

Précautions nécessaires :

Les systèmes de prélèvement doivent être purgés 20 à 30 sec avant le prélèvement.

Les flacons doivent être rincés 3 fois avant le prélèvement avec l'eau à analyser.

Juste après prélèvement les flacons doivent être fermés hermétiquement

Il est souhaitable d'effectuer les analyses le plus rapidement possible après refroidissement de l'échantillon.

Nature et fréquence des prélèvements et analyses :

La nature et la fréquence des contrôles dépendent des conditions d'exploitation de la chaufferie (degré d'automatisation, incidents déjà survenus, risques de pollution etc...)

Nature et fréquence des prélèvements et analyses :

La nature et la fréquence des contrôles dépendent des conditions d'exploitation de la chaufferie (degré d'automatisation, incidents déjà survenus, risques de pollution etc...)

Prélèvements	TH	TA	TAC	TAOH	Chlorures	Silice	Réducteur d'O ₂ dissous	Phosphate	pH	Résistivité	Fer
Eau brute	W	W	W		W	W					
Eau traitée											
Adouci	D				D*						
Décarbonotée - adouci	D	D	D		D*						
Déminéralisée	D	W	W		W	D ou C			W	C	
Eau d'alimentation, l'eau d'appoint étant :											
Adouci	D	W	W		W	W	W	W			
Décarbonotée - adouci	D	D	D		D	W	W	D			
Déminéralisée	D	D	D		D	W	W	D			
Eau de chaudière, l'eau d'appoint étant :											
Adouci	D**	D	D		W	W	W	W	W		
Décarbonotée - adouci	D**	D	D	W	D	W	W	W	D		
Déminéralisée	D**	D	D	D	D	X	W	W	D	D ou C	
Retour de vapeur condensée, l'eau d'appoint étant :											
Adouci	D	D	D		D				D		D
Décarbonotée - adouci	D	D	D		D				D	D	D
Déminéralisée	D	D	D		D				D	D ou C	D

C : Continu

D : Journalier

W : Hebdomadaire

* : en début de cycle ** : la vérification de TH=x°f en chaudière n'est pas toujours fiable (à cause de la couleur de l'eau, des phosphates et des dispersants). Le TH de l'eau d'alimentation est plus faible

Table 13: Les analyses nécessaires et les fréquences de prélèvements

11.7.2. Caractéristiques à respecter pour les eaux de chaudières

Les valeurs mentionnées ci-dessous, le sont à titre d'exemple. En aucun cas elles ne peuvent remplacer les valeurs du constructeur.

Pression de service	≤ 10 bar	10 à 15 bar	15 à 25 bar	Observations
Eau d'alimentation (eau d'appoint épurée + retour) conditionnée, pH	≥ 8,5	≥ 8,5	≥ 8,5	Equivalent au virage rose de la phénolphtaléïne
TH (°f)	< 0,5	< 0,5	< 0,5	
O ₂	Elimination de l' O ₂ dissous par dégazage thermique et/ou utilisation de réactifs réducteurs ou inhibiteurs de corrosion			
Matières huileuses	Absence			
Eau de chaudière TAC (°f) TA (°f)	≤ 120 TA = 0,7 TAC	≤ 100 TA = 0,7 TAC	≤ 80 TA = 0,7 TAC	Valeur pouvant être augmentée si le primage n'est pas gênant. Impératif TA ≥ 0,5TAC
SiO ₂ (mg/l) Rapport SiO ₂ / TAC	< 200 ≤ 2,5	< 200 ≤ 2,5	< 150 ≤ 2	Ce rapport doit être le même comparé à celui de l'eau d'alimentation (la chaudière étant alimentée en eau exempte de dureté)
Salinité totale (mg/l) Cl (mg/l)	≤ 5000 ≤ 1000	≤ 4000 ≤ 800	≤ 3000 ≤ 600	Dans le cas d'une salinité élevée en chaudière, porter une attention particulière au respect d'une alcalinité suffisante et au traitement inhibiteur de corrosion

Pression de service	≤ 10 bar	10 à 15 bar	15 à 25 bar	Observations
Phosphates PO_4^{3-} (mg/l)	30 à 100	30 à 100	30 à 100	
pH	10,5 à 12	10,5 à 12	10,5 à 12	Critère habituellement vérifié lorsque les titres TA-TAC sont corrects

Table 14: Chaudières a tubes de fumées jusqu'a 25 bar

11.7.2.1. Chaudières a tubes d'eau

Pression de service	Jusqu'à 15 bar	10 à 25 bar	25 à 35 bar	35 à 45 bar	Observations
Eau d'alimentation (eau d'appoint épurée + retour) conditionnée, pH	≥ 8,5	≥ 8,5	≥ 8,5	≥ 8,5	Equivalent au virage rose de la phénolphtaléine
TH (°f)	< 0,2	< 0,2	< 0,2	< 0,1	
O ₂	Elimination physique de l' O ₂ dissous par dégazage thermique et/ou utilisation de réactifs réducteurs ou inhibiteurs de corrosion		Elimination physique de l' O ₂ dissous par dégazage thermique et/ou utilisation de réactifs réducteurs ou inhibiteurs de corrosion		
Matières huileuses	Absence				

Pression de service	Jusqu'à 15 bar	10 à 25 bar	25 à 35 bar	35 à 45 bar	Observations
Eau de chaudière TAC (°f) TA (°f)	≤ 120 TA = 0,7TAC	≤ 80 TA = 0,7TAC	≤ 60 TA = 0,7TAC	≤ 40 TA = 0,7TAC	Impératif TA $\geq 0,5$ TAC
SiO ₂ (mg/l) Rapport SiO ₂ / TAC	< 200 $\leq 2,5$	< 150 ≤ 2	< 80 $\leq 1,5$	< 40 ≤ 1	Ce rapport doit être le même comparé à celui de l'eau d'alimentation (la chaudière étant alimentée en eau exempte de dureté)
Salinité totale (mg/l) Cl (mg/l)	≤ 4000 ≤ 800	≤ 3000 ≤ 600	≤ 2000 ≤ 400	≤ 1500 ≤ 300	Dans le cas d'une salinité élevée en chaudière, porter une attention particulière au respect d'une alcalinité suffisante et au traitement inhibiteur de corrosion
Phosphates PO ₄ ³⁻ (mg/l)	30 à 100	30 à 100	20 à 80	20 à 80	
pH	10,5 à 12	10,5 à 12	10,5 à 12	10,5 à 12	Critère habituellement vérifié q lorsque les titres TA-TAC sont corrects

Table 15: Chaudières a tubes d'eau

11.7.2.2. Eau d'appoint déminéralisée

Pression de service	40 à 60 bar	60 à 75 bar	75 à 100 bar
Eau d'alimentation (deminéralisée + retour) conditionnée, pH	$\geq 8,5$	$\geq 8,5$	$\geq 8,5$

Pression de service	40 à 60 bar	60 à 75 bar	75 à 100 bar
TH (°f)	< 0,05	< 0,05	< 0,05
O ₂	Elimination physique de l' O ₂ dissous par dégazage thermique efficace (O ₂ < 0,02 mg/l) et utilisation de réactifs réducteurs ou inhibiteurs de corrosion		
Matières huileuses (mg/l)	< 0,05		
Fe total maxi (mg/l)	< 0,05	< 0,05	< 0,03
Cu total maxi (mg/l)	< 0,03	< 0,03	< 0,01
Eau de chaudière TAC (°f) TA (°f)	≤ 15 TA ≥ 0,5 TAC impératif	≤ 10 TA ≥ 0,5 TAC impératif	≤ 5 TA ≥ 0,5 TAC impératif
SiO ₂ (mg/l)	≤ 15	≤ 10	≤ 5
Rapport SiO ₂ / TAC	< 1	< 1	< 1
NaOH libre (mg/l)	< 20	< 10	< 5
pH	10 à 11	10 à 11	9,5 à 10,5
Salinité totale (mg/l)	< 500	< 300	< 100

Pression de service	40 à 60 bar	60 à 75 bar	75 à 100 bar
Phosphates PO_4^{3-} (mg/l)	10 à 60	10 à 40	5 à 20

Table 16: Eau d'appoint déminéralisée

11.7.3. Interpretation des resultat

11.7.3.1. Exemple pour une chaudiere timbrée a 12 bar

Chaudière dont l'appoint est de l'eau adoucie et le conditionnement de type phosphate alcalin + sulfite + alcalin volatil

Echantillon analysé	Paramètre	Valeur à maintenir	Interprétations / actions
Sortie adoucisseur	TH	TH < 0,5°f	Si TH > 0,5°f : adoucissement défectueux (enclencher la régénération) Si Cl⁻ > Cl⁻ de l'eau brute : rinçage insuffisant (augmenter le temps de rinçage)
	Cl ⁻ (en début de cycle)	Cl ⁻ de l'eau brute	
Bâche alimentaire	TH	TH < 0,5°f	Si TH > 0,5°f - et si idem sortie adoucisseur (voir 1) - Et si idem retour condensats (voir 14) - Et sinon il y a dépassement du cycle précédent de l'adoucisseur (surveiller les fins de cycles/purger la bâche jusqu'à avoir TH<0,5) si pH < 8,5 (soit TA = 0) (augmenter le dosage du réactif phosphaté alcalin) Si Cl⁻ > Cl⁻ de l'eau d'appoint : - Primage de la chaudière (de l'eau de chaudière revient en bâche alimentaire par les condensats) - Le rinçage de l'adoucisseur a été insuffisant
	pH	pH ≥ 8,5	
	Cl ⁻	Cl ⁻ de l'eau d'appoint	

Echantillon analysé	Paramètre	Valeur à maintenir	Interprétations / actions
L'eau de chaudière	TA et TAC	TAC 80 à 100°f et TA > 0,5 TAC	6. si TAC > 100°f (augmenter le débit de purge de déconcentration) 7. si TAC < 80°f avec TH < 0,5°f en bêche alimentaire (diminuer le débit de purge de déconcentration) 8. si TA < 0,5 TAC il peut y avoir introduction d'eau dure (voir points 3, 10 et 12) (augmenter le régime des purges tout en augmentant l'injection de réactif phosphaté alcalin (et si besoin un antiprimage)
	Cl ⁻	Cl ⁻ < 1000 mg/l	9. si Cl⁻ > 1000 mg /l ou Cl⁻ > 140°f ⊕augmenter le débit de purge de déconcentration)
		$\frac{Cl_{\text{chau}}}{Cl_{\text{alim}}} = \frac{TAC_{\text{chau}}}{TAC_{\text{alim}}}$	10. si le rapport des chlorures est très supérieur au rapport des TAC il y a eu introduction d'eau dure (voir 3 et 8 pour les actions)
	Sulfite Phosphate	Sulfite > 30 mg/l PO₄³⁻ 30 à 100 (mg/l)	11. si sulfite < 30 mg/l ⊕augmenter l'injection de réactif réducteur) 12. si PO₄ > 30 mg/l : • vérifier l'absence de dureté en bêche (voir 3) • (augmenter l'injection de réactif phosphate alcalin)

Echantillon analysé	Paramètre	Valeur à maintenir	Interprétations / actions
Retours des condensats	pH	$\text{pH} \geq 8,5$	13. si pH < 8,5 soit TA=0 (augmenter l'injection de réactif alcalin volatil)
	TH	$\text{TH} < 0,5^\circ\text{f}$	14. si TH > 0,5°f : il y a une pollution des retours par de l'eau dure (supprimer les retours pollués et rechercher la cause)
	Fer	$\text{Fer} < 1 \text{ mg/l}$	15. si Fer > 1 mg/l : - on n'a pas $\text{pH} \geq 8,5$ (voir 4) - on a $\text{pH} \geq 8,5$ (s'assurer de la prise correcte d'échantillon correctement refroidi pour éviter toute évaporation)
	Cl ⁻	$\text{Cl}^- < 0,1^\circ\text{f}$	16. si Cl⁻ > 0,1°f : - primage de la chaudière avec $\% \text{primage} = \text{rapport } \text{Cl}^-_{\text{retours}} / \text{Cl}^-_{\text{chaudière}}$ - pollution des retours

Table 17: Exemple pour une chaudière timbrée à 12 bar

11.7.3.2. Exemple pour une chaudière timbrée a 70 bar

Chaudière avec appoint d'eau déminéralisée et le conditionnement de type phosphate + hydrazine + alcalin volatil

Echantillon analysé	Paramètre	Valeur à maintenir	Interprétations / actions
Sortie déminéralisation	TH	TH < 0,05°f	1. Si TH > 0,05°f : (démarrer la régénération)
	C	SiO ₂ < 0,1 mg/l	2. Si SiO ₂ > 0,1 mg/l : (démarrer la régénération)
	C	C < 2 S/cm	3. C > 2 S / cm : (démarrer la régénération)
Eau d'alimentation de chaudière	pH	pH ≥ 8,5	4. Si pH < 8,5 (soit TA=0) (augmenter le dosage de phosphate)
	TH	TH < 0,05°f	5. si TH > 0,05°f - et si idem sortie déminéralisation (voir 1) - et si idem pour les retours de condensats (voir 18) (purger la bache jusqu'à TH < 0,05°f)
	SiO ₂	SiO ₂ < 0,1 mg/l	6. Si SiO ₂ > 0,1 mg/l : - Et si idem sortie déminéralisation (voir 2) - Sinon chercher une pollution côté des retours
	Conductivité cationique	C > 7 µS/cm	7. si CC > 7 µS/cm : et si C > 2 S/cm (voir 3) sinon voir s'il n'y a pas de pollution sur les retours

Echantillon analysé	Paramètre	Valeur à maintenir	Interprétations / actions
Eau de chaudière	pH	pH 10 à 11	8. si pH < 10 et TH < 0,05°f sur eau d'alimentation (diminuer le débit de purge de déconcentration) 9. si pH > 11 (augmenter le débit de purge de déconcentration)
	TAC	TAC < 10°f	10. si TAC > 10°f (augmenter le débit de purge de déconcentration)
	NaOH libre	NaOH<10mg/l libre	11. si NaOH > 10 mg/l (augmenter le débit de purge de déconcentration)
	SiO ₂	SiO ₂ <10 mg/l	12. si SiO₂ > 0,1 mg/l (augmenter le débit de purge de déconcentration)
	Phosphate	PO ₄ ³⁻ 10 à 40 (mg/l)	13. si PO₄ < 10 mg/l (augmenter le dosage de phosphate) 14. si PO₄ > 40 mg/l (diminuer le dosage de phosphate)
	Conductivité	C>700 µS/cm	15. si C > 700 µS/cm (augmenter le débit de purge de déconcentration)
	Hydrazine	N ₂ H ₄ <0,1 mg/l	16. si N₂H₄ < 0,1 mg/l (augmenter le dosage d'hydrazine) si le dosage est très élevé il faut contrôler le dégazeur thermique

Echantillon analysé	Paramètre	Valeur à maintenir	Interprétations / actions
Retour des condensats	pH	$\text{pH} \geq 8,5$	17. si $\text{pH} < 8,5$ (soit $\text{TA} = 0^\circ\text{f}$) (augmenter le dosage réactif alcalin volatil)
	TH	$\text{TH} < 0,05^\circ\text{f}$	18. si $\text{TH} > 0,05^\circ\text{f}$ il y a une pollution des retours par de l'eau dure (supprimer les retours pollués et rechercher la cause de cette pollution)
	Conductivité cationique	$\text{CC} > 5 \mu\text{S/cm}$	19. si $\text{CC} > 5 \mu\text{S/cm}$ • primage de la chaudière • ou pollution des retours
	Hydrazine	$\text{N}_2\text{H}_4 < 0,1 \text{ mg/l}$	20. si $\text{N}_2\text{H}_4 < 0,1 \text{ mg/l}$ (augmenter le dosage d'hydrazine)
	Fer	$\text{Fer} < 0,05 \text{ mg/l}$	21. si $\text{Fer} > 0,005 \text{ mg/l}$ • on n'a pas $\text{pH} \geq 8,5$ (voir 17) • on a $\text{pH} \geq 8,5$ (s'assurer de la prise correcte d'échantillon correctement refroidi pour éviter toute évaporation)

Table 18: Exemple pour une chaudière timbrée à 70 bar

11.8. MESURES DE LONGUE CONSERVATION

11.8.1. Conservation cote eau

Il existe 2 méthodes : sèche ou humide.

11.8.1.1. Conservation seche

Le générateur de vapeur est vide d'eau et l'eau résiduelle piégée est soigneusement séchée par épongeage et séchage à l'air ventilé/comprimé..

La chaudière est isolée par joints pleins sur toutes les entrées et sorties vapeur, eau d'alimentation, les orifices de purges et tous les accessoires.

L'atmosphère côté eau est ensuite conservé sec par l'installation de couches fines de dessiccants placés sur des plateaux avant fermeture complète. Les produits utilisés peuvent être la chaux vive (500 à 1000g/m^3 de capacité). Ces réactifs sont renouvelés tous les 3 ou 4 mois si nécessaire.

Le seul inconvénient est la préparation pour remise en service qui est longue (24 à 48 h)

11.8.1.2. Conservation humide

Elle n'est valable que pour une conservation à court terme (1 mois).

La chaudière doit être remplie d'eau jusqu'à la prise de vapeur et non pas jusqu'au niveau d'allumage.

L'eau utilisée doit avoir un $\text{TH}=0^\circ\text{f}$ pour éviter dépôts et corrosion.

L'eau doit être alcalinisée à un pH supérieur à celui de corrosion de l'acier (pH de 10,5 à 12)

Il faut utiliser de l'eau sans oxygène.

Dans la pratique on peut utiliser une eau adoucie ou décarbonatée en y rajoutant les additifs alcalins nécessaires pour obtenir un pH de 10,5 à 12 et un PO_4 de 50 mg/l.

Ceci peut être obtenu avec 200 g de soude NaOH par m^3 d'eau et (plus) 700g de carbonate de sodium Na_2CO_3 par m^3 d'eau et (plus) 300g de phosphate de sodium $\text{Na}_3\text{PO}_4, 12\text{H}_2\text{O}$ par m^3 d'eau.

Dans le cas d'eau déminéralisée pour l'obtention du pH, on utilise les mêmes réactifs alcalins que ceux utilisés lors de la mise en service (soude, phosphate trisodique, ammoniacque, morpholine, cyclohexylamine, etc...)

On rajoute un additif anti-oxygène (soit du sulfite de sodium Na_2SO_3 200 g par m^3 d'eau, soit si la vapeur n'est pas alimentaire de l'hydrazine ou de la diethylhydroxylamine DEHA à raison de 30g par m^3 d'eau pour l'un ou l'autre des produits).

Pour assurer l'homogénéisation on réchauffe pendant 2 heures le mélange de 80 à 100°C.

Il faut par la suite contrôler et entretenir l'excès de sulfite ou d'hydrazine ou DEHA ≥ 20 mg/l par des ajouts si nécessaire.

Comme variante, on peut aussi après avoir fait le remplissage d'eau traitée, mettre vidanger le ballon supérieur sous pression d'azote et vidanger lentement jusqu'au niveau d'allumage tout en maintenant la pression d'azote par la suite pour éviter les entrées d'air.

Les analyses de contrôles doivent se poursuivre tout au long de la période de préservation.

L'avantage de cette méthode est que l'on peut démarrer immédiatement sans effectuer de vidange. Il faudra seulement faire des purges de déconcentration pour retrouver un TAC maximum.

11.8.2. Conservation cote feu

On fera un nettoyage soigné du générateur et pour neutraliser les fumées acides (surtout dans la chauffe au fuel) on pulvérisera une eau ammoniacale ou de la magnésie sur les parois de chauffe.

Le générateur sera isolé au mieux de l'extérieur et des produits desséchants seront stockés dans la chambre de combustion, le foyer et les boîtes de fumées. Ces produits seront contrôlés régulièrement.

Quand on ne peut isoler correctement de l'extérieur la chambre de chauffe, on peut placer des réchauffeurs pour maintenir 30°C à l'intérieur pour éviter des condensations indésirables.

11.9. NETTOYAGE CHIMIQUE

Il vaut mieux consulter le fabricant de la chaudière si ce type de nettoyage s'avère nécessaire, ainsi qu'une entreprise spécialisée.

Il faut au préalable prélever les échantillons de dépôts ou tartre ou produits de corrosion en différents points et particulièrement sur les parties les plus chaudes.

Après analyse on peut choisir le produit le mieux adapté.

A titre indicatif les produits utilisés sont :

- ✚ Pour les dépôts de carbonate de calcium : acide chloridrique passivé. Les acides sulfamiques et formiques peuvent aussi être utilisés et sont moins dangereux que l'acide chloridrique. Même si les constituants du tartre autres que le carbonate de calcium ne sont pas solubilisés par l'acide, ils sont nanmoins désagregés par la dissolution du calcaire et peuvent être évacués par la solution de détartrage.
- ✚ Dépôts de sulfate de calcium : on utilise des sels ammoniacaux
- ✚ Dépôts à base de phosphate de calcium : on utilise des solutions à base de chromate
- ✚ Dépôts siliceux (silicate de calcium) : on utilise des bifluorures d'ammonium en milieu acide avec inhibiteur convenable
- ✚ Dépôts de cuivre et ses oxydes : on utilise des solutions à base de chromates
- ✚ Dépôts d'oxyde de fer : on utilise des décapants peu acides à base de citrate d'amine à pH de 4 à 6 à chaud (50 à 60°C)

Avant de démarrer l'opération on procède à des essais de dégradation en laboratoire sur des éprouvettes correspondant aux produits à éliminer.

L'opération de nettoyage chimique devra être superposée à une action mécanique. La solution devra circuler à fort débit dans les tubes à partir d'un bac tampon. On devra contrôler le pH, la teneur en fer.

L'opération chimique comporte normalement les phases suivantes :

- ✚ Bouillissage alcalin à chaud : cette opération prépare les dépôts à l'attaque acide suivante surtout s'il y a des proportions notables de silicates, sulfates et phosphates.
- ✚ Attaque acide des dépôts

- ⊕ Neutralisation (soude carbonate phosphate)
- ⊕ Rinçage à l'eau
- ⊕ Passivation (avec hydrazine, phosphate ou citrate) ; Cette phase est importante car l'attaque acide a éliminé les couches protectrices de magnétite qu'il faut refaire.
- ⊕ Visite détaillée du générateur pour s'assurer que les dépôts sont bien éliminés et qu'aucune accumulation de dépôts ne subsiste ; Reprendre le nettoyage s'il reste des dépôts.
- ⊕ Remise en service du générateur

12. GLOSSAIRE

13. SOMMAIRE DES FIGURES

Figure 1: Maquette de la centrale thermique à vapeur de Luohang en Chine (2 tranches de 360 MW)	6
Figure 2: Schéma d'un générateur à tubes de fumées	7
Figure 3: Vue en coupe d'un générateur (chaudière) à tubes d'eau	8
Figure 4: Schéma d'un générateur à vaporisation instantanée	9
Figure 5: Chaudière à deux voûtes	11
Figure 6: Générateur de gaz à 3 parcours de fumées	11
Figure 7: Schéma fonctionnel d'une turbine à resurchauffe 300MW (structure type)	12
Figure 8: Exemple d'utilisation turbine à vapeur (1)	13
Figure 9: Exemple d'utilisation turbine à vapeur (2)	13
Figure 10 : Exemple d'une turbine propulsant un navire	14
Figure 11: Principe d'échange de chaleur par convection	15
Figure 12: Schéma de fonctionnement d'un générateur à vaporisation instantanée	18
Figure 13: Schéma d'un générateur de vapeur à 3 parcours	20
Figure 14: Circulation de l'eau dans le générateur	21
Figure 15: Economiseur et surchauffeur	22
Figure 16: Configuration des chaudières à tubes de fumée	23
Figure 17: schéma de principe d'une chaudière à tubes d'eau	25
Figure 18: Détail de la vaporisation dans une chaudière à tubes d'eau	26
Figure 19: Schéma des collecteurs de distribution des différents flux	27
Figure 20: Parcours des fumées dans une chaudière multitubulaire	28
Figure 21: Chaudières à tubes d'eau	29
Figure 22: Schéma d'une chaudière à tubes d'eau type D	30
Figure 23: Chaudière type D posée sur le sol (points d'appui)	30
Figure 24: Exemple de structure tubulaire et lame d'air	31
Figure 25: Ballon supérieur	32
Figure 26: Schéma des configurations de casings	33
Figure 27: Exemple de casing froid	35
Figure 28: Exemple de brûleur entouré de briques réfractaires	35
Figure 29: Schéma de l'économiseur et du surchauffeur	37
Figure 30: Schéma du contrôle de température fumées en sortie d'économiseur	38
Figure 31: Principe de production de vapeur surchauffée	38
Figure 32: Schéma de la surchauffe dans une chaudière à tubes d'eau	39
Figure 33: Schéma de principe des surchauffeurs	40
Figure 34: Schéma d'une chaudière à tubes d'eau et ses équipements	41
Figure 35: Vue éclatée du principe d'un système aéraulique d'un brûleur	42
Figure 36: brûleur à ailette de turbulence	43
Figure 37: Brûleur à flux axial	43
Figure 38: Brûleur monobloc à air soufflé	44
Figure 39: Exemples de rosaces de stabilisation	45
Figure 40: Réglage de la flamme	45
Figure 41: Brûleur monobloc (1)	46
Figure 42: Brûleur monobloc (2)	47
Figure 43: brûleur à gaz à injection centrale	48
Figure 44: Brûleur annulaire multijets	49

Figure 45: Vue d'ensemble d'un brûleur MAT RPD	50
Figure 46: Tête de combustion du brûleur MAT RPD	50
Figure 47: Schéma typique d'une rampe d'alimentation des brûleurs gaz	51
Figure 48: Rampe d'alimentation des brûleurs gaz	52
Figure 49: Pastille d'un brûleur industriel sans retour	55
Figure 50: Circuit de régulation de pression fioul	56
Figure 51: Pastille de brûleur industriel avec retour	57
Figure 52: Pastille de brûleur industriel avec retour	57
Figure 53: Régulation de débit de fioul	58
Figure 54: Gicleur de pulvérisation assistée par fluide auxiliaire	58
Figure 55: Régulation du circuit fioul par pulvérisation assistée	59
Figure 56: Schéma de pulvérisation par coupelle rotative	60
Figure 57: types de brûleurs multicom bustible gaz/fioul	61
Figure 58: Régulation de niveau à 3 éléments	62
Figure 59: régulation du débit vapeur	64
Figure 60: compensation du débit combustible	65
Figure 61: compensation du débit comburant	66
Figure 62: Exemple de régulation air/combustible avec interverrouillage et mesyre d'oxygène	67
Figure 63: Régulation de température de surchauffe	68
Figure 64: Régulation de température de surchauffe	69
Figure 65: PID de contrôle vapeur TSP	71
Figure 66: PID de contrôle combustion chaudière TSP	72
Figure 67: Formation des coup de béliet (vapeur + eau)	75
Figure 68: Formation des coup de béliet (liquide)	76
Figure 69: Chlorure de sodium	87
Figure 70: Liaison covalente H ₂ O	87
Figure 71: Electrolyse de l'acide	89
Figure 72: Electrolyse d'une base	90
Figure 73: rapport de silice dans eau et vapeur fonction de la pression	102
Figure 74: Conductibilité (en kcal/m/°C/h)	103
Figure 75: Schéma du cycle de l'eau de chaudière	107
Figure 76: Phases de régénération des résines	108
Figure 77: Principe de l'adoucisseur d'eau	109
Figure 78: schéma de la décarbonatation par résines carboxyliques	110
Figure 79: Décarbonatation et régénération des résines à l'acide chloridrique	111
Figure 80: schéma de la décarbonatation carboxylique et de l'adoucissement	112
Figure 81: principe de la déminéralisation totale	113
Figure 82: Chaîne complète de déminéralisation totale	113
Figure 83: Principe de l'osmose inverse	116
Figure 84: Shéma de principe de membrane à flux tangentiel (1)	116
Figure 85: Shéma de principe de membrane à flux tangentiel (2)	117
Figure 86: Dégazage thermique	118

14. SOMMAIRE DES TABLES

Table 1:Caractéristiques de générateurs de très grande puissance	10
Table 2: Comparaison des générateurs de fumées	24
Table 3: Exemple de matrice d'actions	54
Table 4: Principaux risques et fréquence d'apparition	77
Table 5: Exemple de symbole et nombre d'électron des atomes.....	86
Table 6: Masse molaire de quelques éléments.....	88
Table 7: Principaux constituants des eaux naturelles	93
Table 8: Dureté de l'eau.....	94
Table 9: Conversion entre mé/l et diverses unités internationales	95
Table 10: Conversion entre mé/l et diverses unités internationales.....	96
Table 11: Tableau récapitulatifs des problèmes de corrosion, entartrage et primage.....	106
Table 12: Matériel et points de prélèvement.....	126
Table 13: Les analyses nécessaires et les fréquences de prélèvements	128
Table 14: Chaudières a tubes de fumées jusqu'a 25 bar.....	130
Table 15: Chaudières a tubes d'eau	131
Table 16: Eau d'appoint déminéralisée.....	133
Table 17: Exemple pour une chaudière timbrée à 12 bar	136
Table 18: Exemple pour une chaudière timbrée à 70 bar	139